

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Определение метода добычи и подбор оборудования для эксплуатации нефтяной скважины под заданные условия

УДК 622.276.05

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е41	Гребенных Роман Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Дмитрий Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	Доктор исторических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К	Кандидат физико-математических наук		

Планируемые результаты обучения ООП

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Общекультурные компетенции		
Р1	Способность применять базовые и специальные знания в области математических, естественных, гуманитарных и экономических наук для обеспечения полноценной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1; ОК-9; ОК-10)1, Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	Демонстрировать понимание сущности и значения информации в развитии современного общества, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации; использование для решения коммуникативных задач современных технических средств и информационных технологий.	Требования ФГОС (ОК-7; ОК-11; ОК -13; ОК-14, ОК-15), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2, п. 5.2.8 , п. 5.2.10), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	Способность самостоятельно применять методы и средства познания, обучения и самоконтроля, осознавать перспективность интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования, уметь критически оценивать свои достоинства и недостатки.	Требования ФГОС (ОК -5; ОК -6; ОК -8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.16), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р4	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, демонстрируя навыки руководства отдельными группами исполнителей, уметь проявлять личную ответственность.	Требования ФГОС (ОК-4; ОК-9; ОК-10), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и

		<i>FEANI</i>
P5	Демонстрировать знание правовых, социальных, экологических и культурных аспектов комплексной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах охраны здоровья, безопасности жизнедеятельности и труда на нефтегазовых производствах.	Требования ФГОС (ОК-2; ОК-3; ОК-5; ПК-5), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.12; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке; анализировать существующую и разрабатывать самостоятельно техническую документацию; четко излагать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности на предприятиях машиностроительного, нефтегазового комплекса и в отраслевых научных организациях.	Требования ФГОС (ОК-14; ОК-15; ОК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Профессиональные компетенции		
P7	Умение использовать основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, основы теоретического и экспериментального исследования в комплексной инженерной деятельности с целью моделирования объектов и технологических процессов в нефтегазовой отрасли, используя стандартные пакеты и средства автоматизированного проектирования машиностроительной продукции.	Требования ФГОС (ПК-7; ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Умение обеспечивать соблюдение технологической дисциплины при изготовлении изделий машиностроительного производства, осваивать новые технологические процессы производства продукции, применять методы контроля качества новых образцов изделий, их узлов, деталей и конструкций	Требования ФГОС (ПК-1; ПК-3; ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.5; п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

P9	Способность осваивать вводимое новое оборудование, проверять техническое состояние и остаточный ресурс действующего технологического оборудования, в случае необходимости обеспечивать ремонтно-восстановительные работы на производственных участках предприятия.	Требования ФГОС (ПК-2; ПК-4; ПК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7, п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Умение проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом результатов, применять методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей используемых материалов и готовых изделий.	Требования ФГОС (ПК-18), Критерий 5 АИОР (п.5.2.4, п. 5.2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Умение проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных решений, выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда, применять прогрессивные методы эксплуатации технологического оборудования при изготовлении изделий нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-6; ПК-12; ПК-14; ПК-15; ПК-24), Критерий 5 АИОР (п.5.2.3; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P12	Умение применять стандартные методы расчета деталей и узлов машиностроительных изделий и конструкций, выполнять проектно-конструкторские работы и оформлять проектную и технологическую документацию соответственно стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам, в том числе с использованием средств автоматизированного проектирования.	Требования ФГОС (ПК-21; ПК-22; ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.9), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P13	Готовность составлять техническую документацию, выполнять работы по стандартизации, технической подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и	Требования ФГОС (ПК-11; ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями

	материалов, организовывать метрологическое обеспечение технологических процессов, подготавливать документацию для создания системы менеджмента качества на предприятии.	международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P14	Способность участвовать в работе над инновационными проектами, используя базовые методы исследовательской деятельности, основанные на систематическом изучении научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта, проведении патентных исследований.	Требования ФГОС (ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4; п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P15	Умение применять современные методы для разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, обеспечивающих безопасность жизнедеятельности людей и их защиту от возможных последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий, умение применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов в нефтегазовом производстве.	Требования ФГОС (ПК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.8; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-4Е41	Гребенных Роману Алексеевичу

Тема работы:

Определение метода добычи и подбор оборудования для эксплуатации нефтяной скважины	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1007/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Исходные данные для подбора УЭЦН: Дебит, $Q_{\text{скв}} - 140 \text{ м}^3/\text{сут}$ Обводнённость, $b - 95\%$ Пластовое давление, $P_{\text{пл}} - 15 \text{ МПа}$ Буферное давление, $P_{\text{б}} - 1,5 \text{ МПа}$ Глубина скважины, $L_{\text{скв}} - 2400 \text{ м.}$ КПД электродвигателя, $\eta_{\text{эд}} - 0,85$ и др.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none">• Аналитический обзор устройству, подбору и отказам УЭЦН.• Исследование типов скважин и технологии бурения.• Исследование способов эксплуатации нефтяных скважин.• Подбор оборудования и выбор узлов установки электроцентробежного насоса по условиям добычи нефти из скважин

	<ul style="list-style-type: none"> • Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность. • Социальная ответственность на нефтегазовом предприятии.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	ЭЦН, рабочее колесо
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность	Трубникова Наталья Валерьевна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Дмитрий Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е41	Гребенных Роман Алексеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 с., 10 рис., 24табл.,39 источников, 3 прил.

Ключевые слова: установка электроприводного центробежного насос, скважина, бурение, насос, электродвигатель.

Объектом исследования методы добычи и оборудование для эксплуатации нефтяной скважины.

Цель работы –провести подбор оборудования для эксплуатации скважины.

В процессе исследования проводился анализ методов добычи, подбор и расчет оборудования.

В результате исследованияподобрана УЭЦН, осуществлен выбор и расчет компрессорных труб, выбор арматуры.

Область применения: нефтегазовое производство.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.004-90 «Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения»

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»

ГОСТ 12.1.018-9 «Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования»

ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация»

ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защитные»

ГОСТ 26568-85 «Вибрация и средства защиты. Классификация»

ПБ 12-368-00 «Правила безопасности в газовом хозяйстве»

СанПиН 2.1.7.722-98 «Гигиенические требования к устройству и содержанию полигонов для твердых бытовых отходов»

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»

Введение.....	12
1 Обзор литературы	13
2 Методы добычи и оборудование для эксплуатации нефтяной скважины	18
2.1 Типы скважин и технологии бурения	18
2.2 Эксплуатация нефтяных скважин	20
3 Подбор оборудования и выбор узлов установки электроцентробежного насоса по условиям добычи нефти из скважин	27
3.1 Подбор УЭЦН по параметрам скважины	27
3.2. Выбор насоса	32
3.3 Выбор погружного электродвигателя	32
3.4 Выбор кабеля, трансформатора и определение эксплуатационных параметров УЭЦН	33
3.5 Выбор насосно-компрессорных труб.....	35
3.6 Освоение скважины методом свабирования	36
3.7 Проверочный расчет насосно-компрессорных труб	40
3.8 Выбор арматуры.....	44
3.9 Расчет фланцевых соединений арматуры.....	44
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	51
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования	51
4.2 Анализ конкурентных технических решений	51
4.3 SWOT – анализ	53
4.4 Технология quad	56
4.5 Планирование управления научно-исследовательских проектом	58
4.6 Бюджет научно-технического исследования	62

5 Социальная ответственность	75
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
5.2 Производственная безопасность.....	77
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	78
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	82
5.3 Экологическая безопасность.....	84
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
Заключение	87
Список использованных источников	88
Приложение А	93
Приложение Б	94
Приложение В.....	95

Введение

Для успешной работы предприятия важно рациональное использование ресурсов. Разработка месторождения сложный технологический процесс. Поэтому очень важен правильный подбор способа добычи и оборудования. При эксплуатации скважины постоянно меняются ее параметры. Правильный подбор оборудования позволит увеличить межремонтный период. Установки электроцентробежных насосов(УЭЦН) обладают наибольшим межремонтным периодом, среди оборудования данного типа.

Целью работы является подбор оборудования для эксплуатации скважины.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести аналитический обзор устройств УЭЦН, причин отказов оборудования.
2. Исследовать типы скважин и технологии бурения.
3. Исследовать способы эксплуатации нефтяных скважин.
4. Подобрать оборудование и выбрать узлы установки электроцентробежного насоса по условиям добычи нефти из скважин.

Так же при написании работы будут рассмотрены вопросы социальной ответственности. Проведен анализ конкурных технических решений, SWOT-анализе, планировании управления научно-техническим проектом.

1 Обзор литературы

Нефтедобыча является энергозатратным мероприятием, в связи с этим повышению эффективности добычи всегда были посвящены труды отечественных и зарубежных ученых. Большое количество разработок сделано в сфере технического обеспечения эксплуатации месторождений, а так же в механизмах их заведения. Расходы на электроэнергию при добычи составляют порядка 50% от суммы затрат. Высокие газовый фактор, обводненность, давление насыщения и вязкость откачиваемой продукции ухудшают условия нефтеотдачи, и как следствие повышают издержки.

В связи с этим очень важно правильно подбирать метод добычи и оборудование для эксплуатации нефтяных скважин.

Среди ученых большое внимание уделяется геолого-промысловому анализу при разработке месторождений, в частности таких ученых как А.Г. Ананенков, О.Ф. Андреев, З.С. Алиев, К.С. Басниев, С.Н. Бузинов, В.Ф. Горбачев, Л.Ф. Дементьев, В.И. Ермаков, О.М. Ермилов, Н.Р. Ковальчук, С.В. Колбиков, Ю.П. Коротаев, Л.Д. Косухин, Г.В. Крылов, А.Н. Лапердин, В.Н. Маслов, Е.М. Нанивский, Б.Е. Сомов, А.П. Телков, Р.М. Тер-Саркисов и др.

Большой вклад в формирование современных принципов разработки нефтяных месторождений с применением заводнений внес В.Д. Шашин. Позже проводились исследования Р.Н. Дияшевым, по взаимовлиянию пластов единого объекта разработки на характер их выработки. Исследования о развивающихся в пластах деформациях из-за снижения давлений в пласте при эксплуатации представлены в работах М.Д. Белонина, Р.С.Сахипгареева, В.И. Славина и др.

Проблеме повышения эффективности нефтедобычи посвящены работы [1-4], на их основе можно сделать вывод о разнообразности способов управления эффективностью нефтедобычи.

Из литературы можно сделать вывод о том, что жизненный цикл месторождения включает в себя три основных этапа:

1. Первичный (для добычи нефти используется естественная энергия месторождения).

2. Вторичный (реализуется поддержка пластового давления путем закачки воды или газа в пласт).

3. Третичный (применяются методы управления нефтедобычи (МУН)[5, 6]).

Основным средством механизированной добычи нефти являются установки с электроцентробежными насосами (УЭЦН). Порядка 35% российских скважин оборудованы УЭЦН для обеспечения основного объема добычи жидкости и нефти.

Исследованию проблем повышения эффективности эксплуатации УЭЦН посвящены работы: Ю.А. Балакирева, А.А. Богданова, А.Н. Дроздова, Г.З. Ибрагимова; В.Н. Ивановского, П.Д. Ляпкина, А.Х. Мирзаджанзаде, И.Т. Мищенко и другие.

При эксплуатации скважин погружным насосом, возникает ряд трудностей. В работах [7, 8] говорится о присутствии песка в стволе скважины, что ведет к осложнению при насосной добыче. Так же в работе [8] говорится, что к осложненным условиям при насосной добыче относятся высокая вязкость нефти, эмульсии, парафинообразование, солеобразование, коррозия, наличие песка, газа и т.д. А в работе [9], обращается внимание на образование эмульсии, отложение неорганических солей, асфальто-смоло-парафиновые отложения, механические примеси в добываемой продукции. Ключевыми факторами влияющими на работу УЭЦН, являются свободный газ, вода, отложения солей и парафина, наличие механических примесей в добываемой из пласта жидкости[10]. Данные факторы можно определить как геологические причины, так же на работу УЭЦН влияет конструкция скважины.

Разработка месторождений нефти с высоким содержанием газа, связанна с существенными осложнениями влияния свободного газа на работу ЭЦН [11, 12, 13].

Интенсификация добычи нефти, связанная со значительным снижением забойных давлений, привела к появлению целого комплекса

осложнений - засорение и износ рабочих органов ЭЦН абразивными частицами горных пород и пропана после гидроразрыва, отложения солей в проточной части и на корпусных деталях УЭЦН, перегревы и отказы узлов по температуре, усиление вредного влияния свободного газа [14, 15, 16].

Исследованием вопросов, связанных с оценкой эффективности разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, а также мероприятий по интенсификации нефтедобычи, занимались такие ученые как: А.Ф. Андреев, Л. П. Гужновский, В. Ф. Дунаев, В. Д. Зубарева, В. И. Лузин, Ю.М. Малышев, С. М. Рохлин, и др. В источнике [17], представлены причины отказа скважинного оборудования УЭЦН, главной из них является повышенная вибрация насосных агрегатов. Ее уровень напрямую зависит от конструкции, качества изготовления и режима работы. Так же наличие механических примесей оказывает негативное влияние и приводит к отказам. В исследовании [18] проведен анализ работы насосных секций на жидкости с абразивом, вибрации изменяются нелинейно, сначала происходит нарастание в малом темпе, затем резкое увеличение. Обводненность, пластовое давление, коэффициент продуктивности, газовый фактор, буферное давление, гидравлическое сопротивление в НКТ, изменяются во времени, что так же влияет на режим работы ЭЦН [17].

Из допустимой упругой деформации материала установки, определяется максимально-допустимая кривизна скважины при спуске установки поперечного габарита. Из источника [14], величина максимально-допустимой кривизны скважины для спуска УЭЦН2 на 10 м длины.

К основным работам по подбору УЭЦН к нефтяным скважинам необходимо отнести работы П.Д. Ляпкина, методики, созданные в БашНИПИнефть и ТатНИПИнефть, в НК «ЮКОС» и работу, выполненную В.С.Линевым.

УЭЦН так же посвящён большой ряд патентов на полезные модели. Так, например в патенте 64673, Балдаева Л.В., предложена разработка повышение

антикоррозионных свойств корпуса погружного центробежного насоса за счет его дополнительного покрытия (рисунок 1).

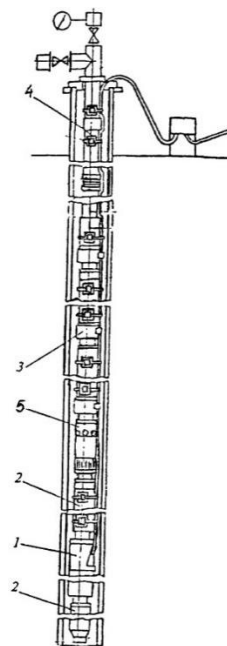


Рисунок 1 - Состав узлов установки погружного центробежного насоса:

1 – электродвигатель; 2 – гидрозащита; 3 – насос; 4 – насосно-компрессорная труба, 5 – газосепаратор.

В патенте 102672 Рахимкулова А.И., Эпштейна А. Р., Подъяпольского А.И. приведена УЭЦН для работы в сложных геолого-технических условиях (рисунок 2).

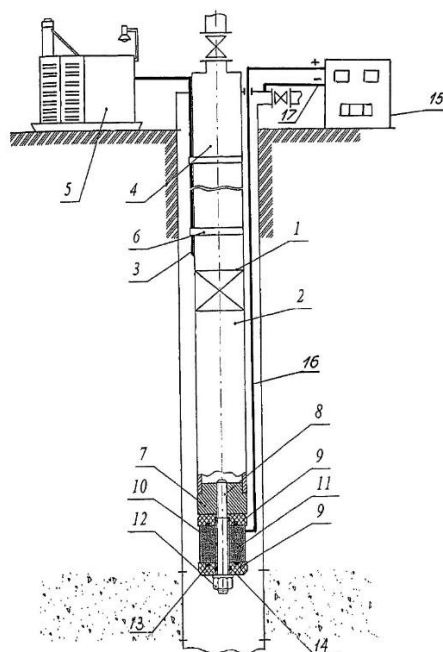


Рисунок 2 –Схема устройства, патент 102672

В патенте 52128 Сибирева А.А., Сибирева А.П и Сибирева С.П. представлена конструкция погружного центробежного насоса (рисунок 3).

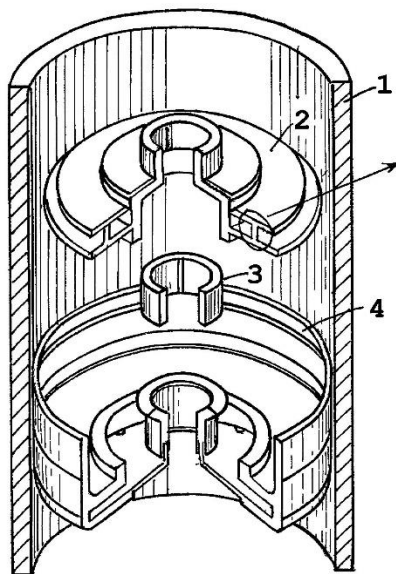


Рисунок 3 – Поперечное сечение участка стенки рабочего колеса насоса согласно полезной модели 52128: 1 – корпус; 2 – направляющий аппарат; 3 – рабочее колесо, 4 – втулка, из композитного материала

На основе исследуемой литературы можно сделать вывод о достигнутых успехах в повышение надежности и производительности оборудования нефтегазовой отрасли.

2 Методы добычи и оборудование для эксплуатации нефтяной скважины

2.1. Типы скважин и технологии бурения

Скважина это горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой намного меньше её глубины.

Основные элементы скважины, представленные на рисунке 4.

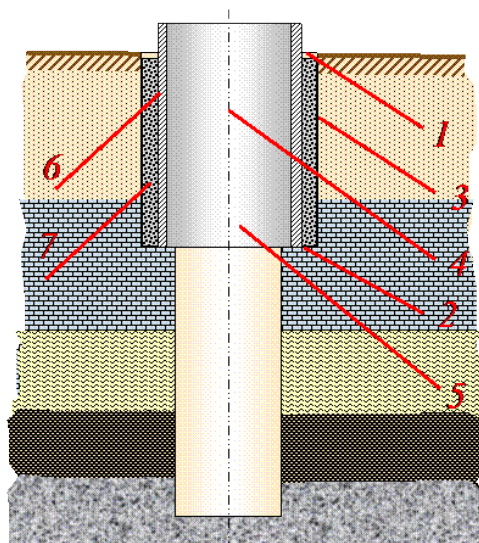


Рисунок 4 – Элементы конструкции скважины (1 – устье; 2 – забой; 3 – стенки; 4 – обсадные колонны; 5 – ствол; 6 – ось)

Опираясь на геологические условия нефтяного месторождения можно выделить типы скважин.

Типы скважин (рисунок 5):

- вертикальная;
- наклонно-направленная;
- горизонтальная;
- многоствольная или многозабойная.

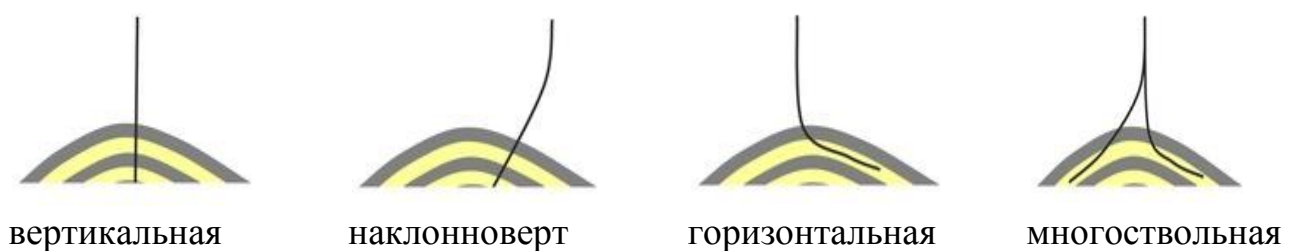


Рисунок 5 – Типы скважин

К вертикальным скважинам относятся скважины с углом отклонения от вертикали не более 5° . Если угол превышает данную величину, то скважина относится к наклонно-направленным. Если угол отклонения составляет от вертикали 80° – 90° скважина является горизонтальной. Скважины с двумя и более стволами называется многоствольной.

Так же скважины разделяют по категориям:

- поисковые;
- разведочные;
- эксплуатационные.

А эксплуатационные в свою очередь подразделяются на:

- основной фонд добывающих и нагнетательных скважин;
- резервный фонд скважин;
- контрольные (наблюдательные и пьезометрические) скважины;
- оценочные скважины;
- специальные (водозаборные, поглощающие и др.) скважины;
- скважины-дублеры.

Для продуктивного поиска и разработки нефтяных месторождений применяют разные технические решения. На первом этапе бурят ствол глубиной до 30 метров и диаметром до 40 сантиметров. Далее на дно опускается труба, задающая направление бурению. Стенки между трубой и грунтом цементируют. Потом скважину заглубляют на уровень 500-800 метров, формируя тем самым кондуктор, служащий для изоляции неустойчивых и рыхлых слоев грунта при бурении. Стенки также цементируют, что позволяет избежать возможных смещений пластов.

Затем происходит более сложный этап бурения, на котором достигают необходимый уровень и устанавливают эксплуатационную колонну, через которую происходит добыча нефти и подача воды для поддержания необходимого давления.

2.2. Эксплуатация нефтяных скважин

Эксплуатация нефтяной скважины может происходить различными способами. Выбор способа зависит от характеристик горного пласта, и от свойств самой нефтяной скважины. На выбор способа эксплуатации влияет состав нефти, обводненность и др. Так же не маловажную роль играет энергия пласта, поэтому различают фонтанный, насосный и газлифтовый способ эксплуатации.

Фонтанный способ.

Данный способ эксплуатации нефтяной скважины подразумевает поднятие жидкостей от забоя вверх по всей скважине, стимулятором чего будет только энергия нефтяных пластов. К преимуществам такого способа относится его высокая экономичность, поскольку подъем происходит естественным путем и не требует дополнительной траты сил и времени на это. Особое оборудование при этом способе эксплуатации также не требуется, и можно сэкономить как на его стоимости, так и на техническом обслуживании. Для обустройства фонтанирующей скважины потребуется головка для колонны, арматуры и линия выкидного типа из наземной техники, а также сама колонна из подземной. Трубы НКТ опускаются до верхних отверстий, образованных перфорацией. Трубы необходимы для обеспечения поднятия жидкости вверх по скважине, а также ряда других работ:

- регулировка режима функционирования;
- обеспечение работ по изучению скважины;
- устранение отложений смолы и парафинов;
- технологические мероприятия;
- защита скважинной колонны от воздействия коррозии;

устранение пробок из песчаного материала;
процесс глушения скважины, который проводится перед проведением ремонтных работ в стволе;
защита от высокого давления и его перепадов.

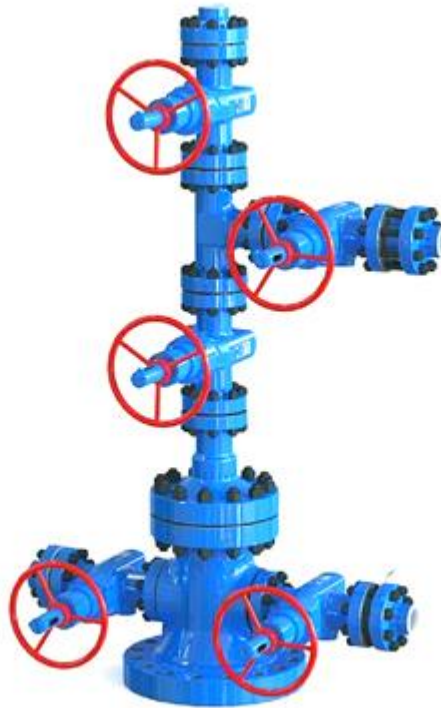


Рисунок 6 – Фонтанная арматура

Газлифтный способ

Рано или поздно энергия нефтяного пласта становится меньше, и поднятие жидкости или газа наверх становится невозможным. Для обеспечения дополнительной энергоподачи можно применять данный способ эксплуатации: газ с высоким коэффициентом давления позволяет увеличить приток. При этом способе подаваемый газ перемешивается с жидкостью в пластах, и смесь, которая получается от этого, имеет невысокую плотность. Снижение давления в забое позволяет увеличить приток нефти и газа и поднятие наверх по стволу скважины. Существует две разновидности газлифтного способа эксплуатации нефтяной скважины: с компрессорами и без них. К плюсам такого способа можно отнести следующие качества:

- техника для работы находится над землей, и ее проще обслуживать и проводить по мере надобности ремонтные работы;
- конструкция техники достаточно проста в эксплуатации;
- подъем жидкости можно производить в большом размере, и это не зависит от глубины ствола или ширины колонны;
- дебит нефтяного продукта можно контролировать и задавать самостоятельно, для чего потребуется менять объем газа для подачи в скважину;
- с помощью газлифтового способа эксплуатации можно проводить эксплуатацию нефтяных или газовых скважин, которые были залиты водой или оказались пробурены в слоях с высоким содержанием песка;
- исследовательские мероприятия в скважинах проводятся быстрее и проще.

Конечно, данный способ эксплуатации нефтяных и газовых скважин имеет и ряд недочетов. Так, в процессе эксплуатации требуется регулярно менять трубы НКТ, подъемник, эксплуатируемый в работе, имеет невысокий коэффициент полезного действия. Кроме того, создание компрессорных систем обходится недешево, а на тонну добываемых ископаемых приходятся высокие затраты электричества.

Насосная эксплуатация скважин

При этом способе эксплуатация нефтяной скважины может производиться при помощи различных типов оборудования. Для этого способа эксплуатации могут применяться следующие виды:

- штанговое глубинное оборудование;
- центробежный насос с электроприводом;
- погружной штанговый либо насос с электроприводом;
- диафрагменное устройство.

Особенности эксплуатации с помощью штангового насоса

Чаще всего, чтобы добыть нефть и газ, используют штанговые насосы (рисунок 7): они отличаются простой конструкцией, способны выкачивать большой объем жидкости и газа и довольно долговечны. Больше 50% всех современных нефтяных и газовых скважин обслуживается при помощи штанговых насосных станций. При этом способе эксплуатации такое оборудование можно отремонтировать в ходе эксплуатации, не отвозя его в специальный сервис, а для первичных моторов эксплуатируются все типы приводов. Штанговый насос может эксплуатироваться в сложных условиях, в том числе при наличии коррозионных жидкостей и песка. К минусам штангового оборудования можно отнести следующие свойства:

- невысокая подача;
- ограничение по спуску оборудования;
- ограничение по углу уклона ствола скважины.

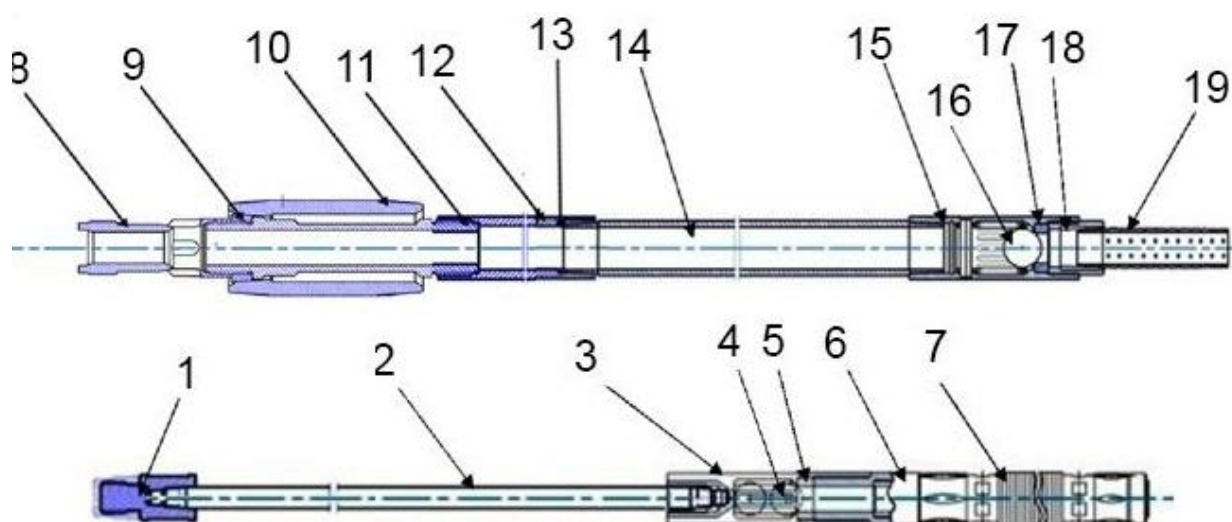


Рисунок 7 – Штанговый насос (1 – переходник штока; 2 – шток; 3 – нагнетательный клапан; 4 – шар; 5 – седло; 6 – переходник плунжера; 7 – уплотнительная часть; 8 – направляющая штока; 9 – уплотнительное кольцо; 10 – анкерный шпindel; 11 – крепление шпинделя; 12 – резьбовая часть; 13 – удлинительная муфта; 14 – цилиндр насоса; 15 – корпус приемного клапана; 16,17 – клапанная пара шар-седло; 18 – держатель седла; 19 – грубый фильтр)

При этом способе эксплуатации конструкция простого насоса состоит из цилиндра и плунжера с клапаном по типу шара-седла, благодаря которому

обеспечивается подъем жидкости и исключается ее течение вниз. Также в конструкции может быть всасывающий клапан – он установлен ниже цилиндра. Штанговый насос работает посредством передвижений плунжера, на который воздействует привод. В насосе проходит верхняя штанга, она прикреплена к головке балансировочного элемента.

Штанговый насос может быть вставного типа или невставного. Первые опускаются в ствол скважины в уже готовом виде, а до того по НКТ вниз погружается замок. Для замены оборудования не нужно несколько раз спускать или поднимать трубы. Что касается невставных разновидностей, то их можно спустить в наполовину готовом виде. Если такой насос требуется отремонтировать или поменять, нужно поднимать его по частям: сначала поднимается плунжер, а затем НКТ. Оба вида имеют и плюсы, и минусы, и выбор должен происходить с учетом конкретных условий предстоящей эксплуатации.

Центробежный насос с электрическим приводом – устройство, которое распространено не так хорошо, как предыдущая разновидность, однако отличается внушительными показателями по количеству получаемой нефти и газа. Свыше 80% общего объема добычи нефти и газа по стране приходится именно на скважины с таким оборудованием. Такой насос представляет собой удлиненную конструкцию небольшого диаметра, которая способна функционировать в агрессивных средах. В состав насоса входит погружной аппарат, линия кабеля, НКТ, оборудование, которое устанавливается для устья, а также наземная техника для управления.

К ключевым узлам относятся следующие элементы:

- насос, который состоит из нескольких секций и ступеней, а также колес и стальной трубы;
- электрический мотор погружного типа, который заполняется маслом;

- защита от воздействия влажности: она находится между двумя предыдущими элементами, защищая электромотор и передавая вращательный момент на насос;

- кабель для подачи электричества от подстанции. Его структура должна быть защищена бронированным слоем, на земле до уровня спуска его сечение должно иметь круглую форму, а от погружного элемента – плоскую.

К дополнительному оборудованию, используемому в этом случае для эксплуатации нефтяных и газовых скважин, относятся следующие элементы:

- газовый сепаратор, который эксплуатируется с целью уменьшить объем поступающих газов в насосное оборудование. В случае, если понижать этот показатель нужды нет, то можно применять вместо сепаратора обычный модуль для подачи жидкости в насос;

- система термического типа с манометром (ТМС). Она сочетает функции измерения температурного режима и показателей давления внутри среды, в которой в настоящее время находится электронасос.

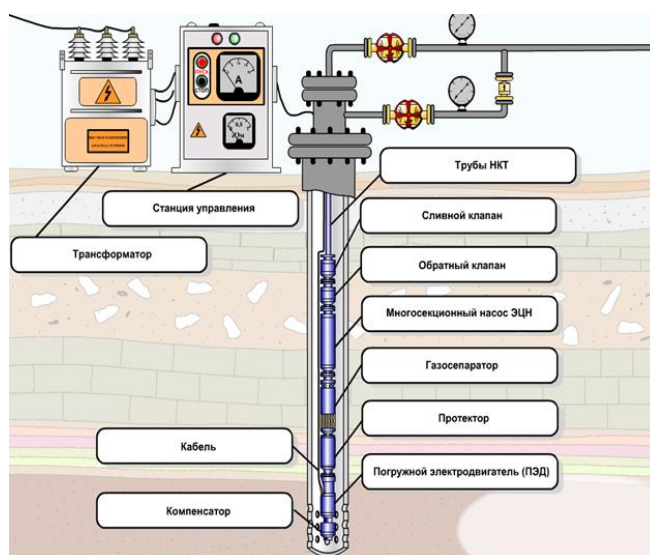


Рисунок 8 – Установка центробежного насоса

Данная установка должна монтироваться прямо в процессе спуска конструкции в ствол скважины. Сбор элементов производится в последовательном порядке, по направлению снизу вверх, в том числе и соединение кабеля с установкой и к трубам. Крепление осуществляется

посредством металлических особых поясов; кабель, ведущий на поверхность, подключается к трансформатору и станции, которая выполняет функцию управления.

Кроме указанных элементов, колонна труб НКТ должна быть оснащена парой клапанов – сливным и обратного хода. Они установлены над насосом. Клапан обратного хода применяется в системе насоса для подачи жидкости в НКТ перед началом функционирования насосной станции. Этот клапан также не дает жидкости пролиться вниз из-за высокого давления. Что касается сливного клапана, то этот элемент устанавливается над предыдущим и применяется для слива жидкостей, который необходимо осуществить перед поднятием наверх оборудования.

Достоинства электрических центробежных насосов достаточно обширны и выделяют их по сравнению с глубинными аналогами штангового типа:

- легкость конструкции наземной техники, а также упрощенная схема ее функционирования;
- возможность откачивать большие объемы жидкости из ствола нефтяной или газовой скважины;
- возможность успешной эксплуатации на большой глубине (более 3 км);
- длительное время эксплуатации и минимальные нужды в ремонте, а также долгие промежутки действия между плановыми ремонтными работами;
- исследования внутри нефтяной и газовой скважины могут быть осуществлены без поднятия оборудования на поверхность;
- повышенная легкость процесса удаления парафиновых отложений, которые оседают на стенках НКТ.

Эксплуатация электрических центробежных насосов погружного типа возможно в скважинах, которые имеют определенный угол наклона, а также горизонтальное строение. Кроме того, они могут эксплуатироваться в

скважинах с высокой обводненностью, в скважине с высоким содержанием брома в воде, а также для откачки растворов на основе кислот и солей. На современном рынке существуют разновидности, которые могут функционировать в одной скважине на разных уровнях с обсадными колоннами. В ряде случаев центробежные погружные насосы могут эксплуатироваться и для откачки воды из пластов горной породы, чтобы поддержать нужный уровень давления в них. Таким образом, спектр эксплуатации электрических насосов погружного типа для обеспечения работы скважины представляет собой наиболее широкую область, и оборудование данного вида может эксплуатироваться наиболее эффективно.

3 Подбор оборудования и выбор узлов установки электроцентробежного насоса по условиям добычи нефти из скважин

3.1 Подбор УЭЦН по параметрам скважины

Подбор насосной установки к нефтяной скважине, сводиться к определению типоразмера установки, которая сможет обеспечить необходимую добычу пластовой жидкости из скважины при оптимальных (близких к ним) рабочих показателях (подача, напор, мощность, наработка на отказ и пр.). Для подбора УЭЦН существуют алгоритмы, которые основываются на неоднократных апробациях в нефтяной промышленности. При подборе УЭЦН применяется ряд допущений и упрощений, что позволяет создать приемлемую модель работы система «пласт – скважина – насосная установка».

Исходные данные для подбора УЭЦН:

Дебит, $Q_{\text{скв}} - 140 \text{ м}^3/\text{сут};$

Обводнённость, $b - 95\%;$

Плотность сепарированной нефти, $\rho_n - 850 \text{ кг/м}^3;$

Плотность пластовой воды, $\rho_v - 1020 \text{ кг/м}^3;$

Плотность газа, $\rho_g - 1,23 \text{ кг/м}^3;$

Среднее объемное содержание газа, $\Gamma - 20 \%$;

Коэффициент продуктивности скважины, $K_{\text{прод}} - 25 \frac{\text{м}^3 \cdot \text{МПа}}{\text{сут}}$;

Давление насыщения, $P_{\text{нас}} - 10 \text{ МПа}$;

Пластовое давление, $P_{\text{пл}} - 15 \text{ МПа}$;

Буферное давление, $P_{\text{б}} - 1,5 \text{ МПа}$;

Глубина скважины, $L_{\text{скв}} - 2400 \text{ м.}$;

КПД электродвигателя, $\eta_{\text{эд}} - 0,85$;

Диаметр эксплуатационной колонны, $D_{\text{нар}} \times \text{толщина стенки} - 168 \times 9 \text{ мм.}$

Проведем подбор установки ЭЦН, для этого сначала определим забойное давление, которое обеспечит нужный дебит скважины:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{прод}}}, \quad (1)$$

где

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па;

Q – заданный дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности, $\frac{\text{м}^3 \cdot \text{МПа}}{\text{сут}}$.

По формуле (1) получим:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{прод}}} = 15 \cdot 10^6 - \frac{140}{25 \cdot 10^{-6}} = 9,4 \text{ МПа.}$$

Определим глубину расположения уровня динамического уровня жидкости при заданном дебете, величина которого зависит от плотности столбу жидкости и величины текущего давления.



Рисунок 9– Распределение жидкости и газа по глубине скважин

Когда забойное давление ($P_{\text{заб}}$), будет выше давления насыщения ($P_{\text{нас}}$), газ будет полностью растворен в жидкости и плотность будет равна:

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{в}} \cdot b + \rho_{\text{н}} \cdot (1 - b), \quad (2)$$

где

$\rho_{\text{в}}$ – плотность пластовой воды, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность сепарированной нефти, кг/м^3 ;

b – обводнённость, доли ед.

Тогда

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{в}} \cdot b + \rho_{\text{н}} \cdot (1 - b) = 1020 \cdot 0,95 + 850(1 - 0,95) = 962,5 \text{ кг/м}^3.$$

Так же, по упрощенной формуле (3) рассчитаем плотность газожидкостной смеси:

$$\rho_{\text{см}} = (\rho_{\text{в}} \cdot b + \rho_{\text{н}} \cdot (1 - b)) \cdot (1 - \Gamma) + \rho_{\text{г}} \cdot \Gamma, \quad (3)$$

где

$\rho_{\text{в}}$ – плотность пластовой воды, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность сепарированной нефти, кг/м^3 ;

b – обводнённость, доли ед.;

$\rho_{\text{г}}$ – плотность газа, кг/м^3 ;

Γ - среднее объемное содержание газа.

Используя исходные данные, получим:

$$\begin{aligned}\rho_{\text{см}} &= (\rho_{\text{в}} \cdot b + \rho_{\text{н}} \cdot (1 - b)) \cdot (1 - \Gamma) + \rho_{\text{г}} \cdot \Gamma \\ &= (1020 \cdot 0,95 + 850(1 - 0,95)) \cdot (1 - 0,2) + 1,23 \cdot 0,2 \\ &= 742 \text{ кг/м}^3.\end{aligned}$$

Далее определим динамический уровень, в нашем случае забойное давление ($P_{\text{заб}}$) в скважине меньше давления насыщения, следовательно, динамический уровень определяется выражением (4):

$$H_{\text{дин}} = L_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{заб}}}{\rho_{\text{см}} \cdot g}, \quad (4)$$

где

$L_{\text{скв}}$ – глубина скважины, м;

g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

Тогда

$$H_{\text{дин}} = L_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{заб}}}{\rho_{\text{см}} \cdot g} = 2400 - \frac{9,4 \cdot 10^6}{742 \cdot 9,8} = 1107,3 \text{ м.}$$

Подача насоса зависит от дебета скважины

$$Q_{\text{н}} \approx Q_{\text{скв}}. \quad (5)$$

Затем определим потребное давление насоса:

$$P = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{дин}} + P_{\text{буф}}, \quad (6)$$

где

$P_{\text{буф}}$ – буферное давление, МПа.

По формуле (6) получим:

$$P = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{дин}} + P_{\text{буф}} = 962,5 \cdot 9,8 \cdot 1107,3 + 1,5 \cdot 10^6 = 12,9 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем напор насоса на входе при оптимальном режиме работы:

$$H_{\text{нас}} = \frac{P}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} = \frac{12,9 \cdot 10^6}{926,5 \cdot 9,8} = 1420,75 \text{ м.} \quad (7)$$

Содержание газа на входе в насос не должно быть больше предельно допустимого $\Gamma_{\text{доп}}=0,25$.

Рассчитаем глубину спуска насоса по формуле (8):

$$L=H_{\text{дин}}+\frac{P_{\text{пр}}}{\rho_{\text{см}} \cdot g}, \quad (8)$$

а давление на приеме по формуле (9)

$$P_{\text{пр}}=(1-\Gamma_{\text{доп}}) \cdot P_{\text{нас}} \quad (9)$$

где

$P_{\text{пр}}$ – давление на приеме насоса, Па;

$\Gamma_{\text{доп}}$ – допустимое содержание на приеме насоса.

Соответственно получим:

$$P_{\text{пр}}=(1-\Gamma_{\text{доп}}) \cdot P_{\text{нас}}=(1-0,25) \cdot 10 \cdot 10^6=7,5 \text{ МПа},$$

$$L=H_{\text{дин}}+\frac{P_{\text{пр}}}{\rho_{\text{см}} \cdot g}=1107,3+\frac{7,5 \cdot 10^6}{742 \cdot 9,8}=2138,7 \text{ м}.$$

Полученное значение не превышает глубину скважины, следовательно, мы сможем обеспечить газосодержание на входе в насос ниже 25%, дополнительные газосепараторы не требуются.

Определим мощность насоса:

$$N = \frac{Q_{\text{пр}}}{\eta}, \quad (10)$$

где

η – общий КПД насоса.

Так как подача у нас $140 \text{ м}^3/\text{сут}$, КПД пример равным 0,6.

Получим:

$$N = \frac{Q_{\text{пр}}}{\eta} = \frac{140}{0,6} = 2,33 \cdot 10^4 \text{ Вт}.$$

По формуле (11) определим мощность погружного двигателя.

$$N_{\text{пэд}} = \frac{N}{\eta_{\text{пэд}}}; \quad (11)$$

где

$\eta_{\text{пэд}}$ – общий КПД электродвигателя.

$$N_{\text{пэд}} = \frac{N}{\eta_{\text{пэд}}} = \frac{2,33 \cdot 10^4}{0,85} = 2,74 \cdot 10^4 \text{ Вт.}$$

3.2. Выбор насоса

Руководствуясь полученными данными выберем насос из типоразмерного ряда. (Приложение 1).

ЭЦНИ6-100-1500

Подача $Q_n = 140 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Напор $H_{\text{нас}} = 1460 \text{ м.}$

Коэффициент полезного действия $\eta = 0,5.$

Количество ступеней выбранного насоса $Z_{\text{ст}} = 192.$

3.3 Выбор погружного электродвигателя

В соответствии с определенными величинами мощностей, потребляемых насосом в режиме добычи пластового флюида и при освоении, а также диаметром обсадной колонны выбираем электродвигатель ПЭД40 – 103 (приложение Б).

Технические показатели выбранного электродвигателя:

Мощность:	$N_{\text{пэд.х}} = 40 \text{ кВт}$
Рабочее напряжение:	$U_{\text{раб.}} = 1000 \text{ В}$
Рабочая сила тока :	$I_{\text{раб.}} = 40 \text{ А}$
КПД :	$\eta_{\text{пэд.х}} = 0,72$
Диаметр корпуса:	$D_{\text{корп.}} = 103 \text{ мм}$

Проверяем установку на теплоотвод по минимально допустимой скорости охлаждающей жидкости в кольцевом сечении, образованном внутренней поверхностью обсадной колонны в месте установки погружного агрегата и внешней поверхностью погружного двигателя, для чего рассчитываем скорость потока откачиваемой жидкости:

$$W = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot F} = \frac{140}{24 \cdot 3600 \cdot 5,6 \cdot 10^{-4}} = 0,3 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (12)$$

где $F = 0,785 (D^2 - d^2)$ - площадь кольцевого сечения,

$D_{\text{вн}}$ -внутренний диаметр обсадной колонны,

$d_{\text{пэд}}$ -внешний диаметр ПЭД= 103м

$$F = 0,785(D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{пэд}}^2) = 0,785(144,3^2 - 103^2) = 5,6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad (13)$$

$$W \geq W_{\text{мин}}$$

(14)

$0,3 \geq 0,23$ – условие выполняется.

3.4 Выбор кабеля, трансформатора и определение эксплуатационных параметров УЭЦН

Выбор кабеля осуществляется:

Определяем сечение жилы кабеля:

$$S = \frac{I_{\text{раб}}}{i} = \frac{40}{5} = 8 \text{ мм}^2, \quad (15)$$

где $I_{\text{раб}}$ – номинальный ток выбранного электродвигателя = 38.7А,

i – плотность рабочего тока в кабеле = $5 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$,

Определяем потери мощности в кабеле:

$$R = \rho_{\text{меди}} \cdot (1 + \alpha T \cdot (T - T_{20})) \cdot \frac{1}{S} \quad (16)$$

$$R = 0.01750 \cdot (1 + 0.004 \cdot (69.085 - 20)) \cdot \frac{1}{6.45} = 2.705 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Ом}}{\text{м}},$$

где αT – температурный коэффициент для меди= 0.004,

$\rho_{\text{меди}}$ –удельное сопротивление меди= $0.01750 \text{ м} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}$;

T- температура на заборе у приема насоса= 69.085°С;

$$T_{20} = 20^{\circ}\text{C}.$$

Общая длинна кабеля определяется как:

$$L_k = L_{\text{подв}} + 100 = 1.757 \cdot 10^3 \text{ м}, \quad (17)$$

$$\Delta P_k = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot R \cdot L_k \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 38.7^2 \cdot 3.246 \cdot 1.757 = 21.348 \text{ Вт}, \quad (18)$$

Возьмем кабель: КПБК 3×10.

Максимальные наружные размеры: 29 мм.

Номинальная строительная длина: 1200-1700 м.

Расчетная масса: 898 кг.

Рабочее напряжение: 2500 В.

Выбор трансформатора:

1) Мощность трансформатора:

$$P_{\text{тр}} = \Delta P_k + \frac{N_{\text{пэд.х}} \cdot 10^3}{\eta_{\text{пэд.х}}} = 1.111 \cdot 10^5 \text{ Вт}, \quad (19)$$

2) Для определения величины напряжения во вторичной обмотке трансформатора найдем величину падения напряжения в кабеле:

Активное удельное сопротивление на 1 км кабеля: $R_k = R \cdot 10^3 = 2.705 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos\varphi + X_0 \cdot \sin\varphi) \cdot I_{\text{раб}} \cdot L_k = \Delta U \\ &= \sqrt{3} \cdot (3.246 \cdot 0.75 + 0.1 \cdot 10^{-3} \cdot 0.661) \cdot 38.7 \cdot 1.757 \cdot 10^3 \\ &= 265.65 \text{ В}, \quad (20) \end{aligned}$$

где X_0 – индуктивное удельное сопротивление кабеля = $0.1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$,

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности электродвигателя = 0.75,

$\sin\varphi$ – коэффициент реактивной мощности $= \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = 0.661$.

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора должно быть равно сумме напряжения электродвигателя и величины потерь напряжения в кабеле.

$$U_{тр} = U_{раб} + \Delta U = 2000 + 294 = 2.247 \cdot 10^3 \text{ В.} \quad (21)$$

3.5 Выбор насосно-компрессорных труб

Диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) определяется их пропускной способностью и возможностью совместного размещения в скважине труб с муфтами, насоса и круглого кабеля. Выбирается диаметр НКТ по дебиту скважины, исходя из условия, что средняя скорость потока в трубах должна быть в пределах $1,2 \div 1,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}$, причем меньшее значение берется для малых дебитов.

Площадь внутреннего канала НКТ:

$$F_{вк} = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot V_{ср}} = 1,875 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2, \quad (22)$$

где $V_{ср}$ - средняя скорость потока в трубах $= 1 \frac{\text{м}}{\text{с}}$;

Находим внутренний диаметр НКТ:

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{F_{вк} \cdot 10^4}{0.785}} = \sqrt{\frac{1,875 \cdot 10^{-8} \cdot 10^4}{0,785}} = 0,015 \text{ м}, \quad (23)$$

Примем ближайшее значение $D_{нкт} = 26,7 \text{ мм}$

Корректируем среднюю скорость потока в трубах:

$$F_{вк1} = \frac{\pi \cdot D_{нкт}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,0267^2}{4} = 3,365 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad (24)$$

где $D_{нкт}$ - внутренний диаметр выбранной НКТ $= 0,02 \text{ м}$.

$$V_{cp1} = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot F_{BK1}} = 1,075 \cdot 10^{-4} \frac{M^2}{c}. \quad (25)$$

По полученным данным выбираем трубы с высаженными наружу концами с треугольной резьбой (приложение В):

Условный диаметр :	27мм;
Внутренний диаметр D:	26,7 мм;
Толщина стенки S:	3 мм;
Наружный диаметр муфты Dм:	42,2 мм;
Масса:	1,8 кг/м;
Высота резьбы h:	1,412 мм;
Длина резьбы с полным профилем L:	16,3 мм;
Наружный диаметр высаженной части Dв:	33,4 мм;

3.6 Освоение скважины методом свабирования

Освоение скважины заключается в снижении уровня жидкости в скважине поршнем (свабом). Снижение выполняется путем последовательного выноса на поверхность объемов жидкости над поршнем. Объем захватываемой порции флюида определяется глубиной погружения сваба под уровень жидкости, что, в свою очередь, диктуется характеристиками грузонесущего троса (кабеля) и манжеты сваба. Параметрами, определяющими ход работ, являются проектная глубина снижения и объем извлеченной жидкости. При использовании автономной регистрирующей аппаратуры возможно выполнение гидродинамических исследований в процессе свабирования.

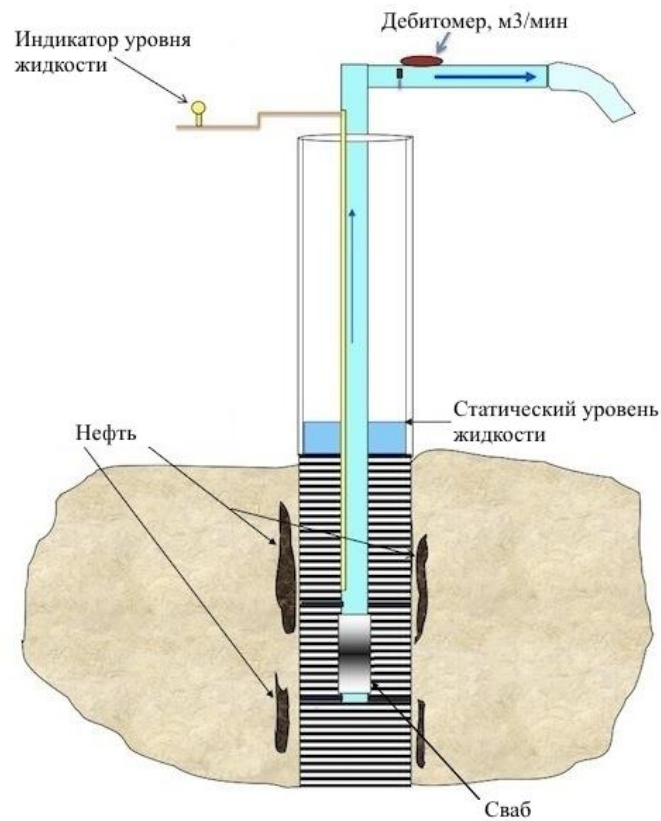


Рисунок 10– Метод свабирования

Определение нагрузки, действующей на канат в точке подвески каната над устьем скважины:

Вес жидкости:

$$P_{\text{ж}} = \frac{h_{\text{погр}} \cdot \pi \cdot d_{\text{нкт.вн}}^2 \cdot g \cdot \rho_{\text{ж}}}{4} = \frac{200 \cdot 3,14 \cdot (20,7 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 9,81 \cdot 880}{4} = 580,754 \text{ Н}, \quad (26)$$

Вес каната над жидкостью:

$$P_{\text{кан}} = \frac{H_{\text{ст}} \cdot \pi \cdot d_{\text{кан}}^2 \cdot K_{\text{кан}} \cdot g \cdot \rho_{\text{кан}}}{4}$$

$$P_{\text{кан}} = \frac{239 \cdot 3,14 \cdot (15 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 0,8 \cdot 9,81 \cdot 7800}{4} = 2,584 \cdot 10^3 \text{ Н}, \quad (27)$$

$$K_{\text{ахр}} = 1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{кан}}} = 1 - \frac{880}{7,8 \cdot 10^3} = 0,887, \quad (27)$$

2) Вес каната в жидкости:

$$P_{\text{кан}_1} = \frac{h_{\text{погр}} \cdot \pi \cdot d_{\text{кан}}^2 \cdot g \cdot K_{\text{ахр}} \cdot K_{\text{кан}} \cdot \rho_{\text{ж}}}{4} = \frac{200 \cdot 3,14 \cdot (15 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 9,81 \cdot 880 \cdot 0,887 \cdot 0,8}{4} = 216,439 \text{Н}. \quad (28)$$

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ж}} + P_{\text{кан}} + P_{\text{кан}_1} = 580,754 + 2,584 \cdot 10^3 + 216,43 = 3,318 \cdot 10^3 \text{Н}, \quad (29)$$

Определяем напряжения в канате как сумму растягивающих и изгибных напряжений.

Напряжение на растяжение:

$$\sigma_{\text{раст}} = \frac{4 \cdot P_{\text{max}}}{3,14 \cdot d_{\text{кан}}^2 \cdot K_{\text{кан}}} = \frac{4 \cdot 3,381 \cdot 10^3}{3,14 \cdot (15 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 0,8} = 2,393 \cdot 10^7 \text{Па}, \quad (30)$$

Напряжение на изгиб:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{E_{\text{пр}} \cdot d_{\text{пров}}}{d_{\text{бар}} + d_{\text{кан}}} = \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,2 \cdot 10^{-3}}{450 \cdot 10^{-3} + 15 \cdot 10^{-3}} = 5,316 \cdot 10^8 \text{Па}, \quad (31)$$

Сумма напряжений:

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_{\text{раст}} + \sigma_{\text{изг}} = 2,393 \cdot 10^7 + 5,316 \cdot 10^8 = 5,555 \cdot 10^8 \text{Па}, \quad (32)$$

Находим предельно допустимое напряжение:

$$\sigma_{\Sigma_{\text{пр}}} = \frac{\sigma_{\text{пр}}}{n_{\text{зап}}} = \frac{1600 \cdot 10^6}{4} = 4 \cdot 10^8 \text{Па}, \quad (33)$$

$\sigma_{\Sigma} \geq \sigma_{\Sigma_{\text{пр}}}$ - условие прочности не выполняется, проведем необходимые конструктивные изменения.

Увеличим диаметр барабана:

$$d_{\text{бар}} = 710 \cdot 10^{-3} \text{ м} \quad (34)$$

Найдем напряжение на изгиб:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{E_{\text{пр}} \cdot d_{\text{пров}}}{d_{\text{бар}} + d_{\text{кан}}} = \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,2 \cdot 10^{-3}}{710 \cdot 10^{-3} + 15 \cdot 10^{-3}} = 3,41 \cdot 10^8 \text{ Па}, \quad (35)$$

Сумма напряжений:

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_{\text{раст}} + \sigma_{\text{изг}} = 2,393 \cdot 10^7 + 3,41 \cdot 10^8 = 3,649 \cdot 10^8 \text{ Па}, \quad (36)$$

$\sigma_{\Sigma} \leq \sigma_{\Sigma_{\text{пр}}}$ - условие прочности выполняется.

Найдем количество циклов свабирования для достижения динамического уровня.

Глубина расположения динамического уровня:

$$H_{\text{дин}} = 657,769 \text{ м}, \quad (37)$$

1) Площадь внутреннего кольца НКТ:

$$A_1 = \frac{\pi \cdot d_{\text{НКТ.вн}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot (20,7 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 3,364 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad (38)$$

2) Объем выкачиваемой жидкости за один ход:

$$q = 0,5 \cdot h_{\text{погр}} \cdot A_1 = 0,5 \cdot 200 \cdot 3,364 \cdot 10^{-4} = 0,034 \text{ м}^3, \quad (39)$$

3) Площадь кольца, образованного обсадной колонной и внешним диаметром НКТ:

$$A_1 = \frac{\pi \cdot (D_{ок}^2 - d_{нкт}^2)^2}{4} = \frac{3,14 \cdot ((121,7 \cdot 10^{-3})^2 - (26,7 \cdot 10^{-3})^2)^2}{4} = 0,011 \text{ м}^2, \quad (40)$$

где $D_{ок} = 121,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ –внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{нкт} = 26,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ -диаметр НКТ.

Г) Количество циклов свабирования:

$$n = \frac{v}{q} = \frac{4,634}{0,034} = 137,782. \quad (41)$$

3.7 Проверочный расчет насосно-компрессорных труб

Под страгиванием резьбового соединения понимают начало разъединения резьбы трубы и муфты. При осевой нагрузке напряжение в трубе достигает предела текучести материала, затем труба несколько сжимается, муфта расширяется и резьбовая часть трубы выходит из муфты со смятыми и срезанными верхушками витков резьбы, но без разрыва трубы в ее поперечном сечении и без среза резьбы в ее основании.

Определяем толщину тела трубы под резьбой:

Внутренний диаметр резьбы:

$$d_{нктр} = 29,568 \cdot 10^{-3} \text{ м}; \quad (42)$$

$$B = \frac{d_{нктр} - d_{нктвн}}{2} = \frac{29,568 \cdot 10^{-3} - 20,7 \cdot 10^{-3}}{2} = 4,434 \cdot 10^{-3} \text{ м}, \quad (43)$$

$$\eta = \frac{B}{B - S_{нкт}} = \frac{4,434 \cdot 10^{-3}}{4,434 \cdot 10^{-3} - 3 \cdot 10^{-3}} = 0.596, \quad (44)$$

где $S_{нкт}$ – толщина основной трубы, м,

$d_{нктр}$ – внутренний диаметр резьбы, м.

Определение среднего диаметра трубы под резьбой:

$$D_{cp} = d_{\text{нктвн}} + B = 20,7 \cdot 10^{-3} + 4,434 \cdot 10^{-3} = 0,025\text{м}, \quad (45)$$

Страгивающая нагрузка:

$$P_{ct} = \frac{\pi \cdot D_{cp} \cdot B \cdot \sigma_{\Sigma_{пр1}}}{1 + \frac{\eta \cdot D_{cp} \cdot \text{ctg} \alpha}{2 \cdot l_0}} = \frac{3,14 \cdot 0,025 \cdot 4,434 \cdot 10^{-3} \cdot 552 \cdot 10^6}{1 + \frac{0,596 \cdot 0,025 \cdot 0,384}{2 \cdot 0,053}} = 1,832 \cdot 10^5 \text{Н}, \quad (46)$$

Г) Максимальная растягивающая нагрузка при подвеске оборудования массой на колонне насосно-компрессорных труб составляет:

$$P_{\max} = L_{\text{подв}} \cdot (q_{\text{мн}} + q_{\text{нкт}}) \cdot g = 1,59 \cdot 10^3 \cdot (0,4 + 1,8) \cdot 9,81 = 3,44 \cdot 10^4 \text{Н}; \quad (47)$$

$$P_{\max} \leq P_{ct} \text{—Условие выполняется.}$$

4) Определение предельной нагрузки для равнопрочных труб:

$$P_{пр} = \frac{\pi \cdot \sigma_{\Sigma_{пр1}} \cdot (d_{\text{нкт}}^2 - d_{\text{нкт.вн}}^2)}{4} = \frac{3,14 \cdot 552 \cdot 10^6 \cdot ((26,7 \cdot 10^{-3})^2 - (20,7 \cdot 10^{-3})^2)}{4} = 1,232 \cdot 10^5 \text{Н}. \quad (48)$$

$$P_{\max} \leq P_{пр} \text{—Условие выполняется.}$$

Выполняем расчет при избыточном внутреннем давлении.

Расчет предельного давления:

$$P_t = 1,75 \cdot s_{\text{нкт}} \frac{\sigma_{\Sigma_{пр1}}}{d_{\text{нкт}}} = 1,75 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \frac{552 \cdot 10^6}{26,7 \cdot 10^{-3}} = 1,085 \cdot 10^8 \text{Па}. \quad (49)$$

где $d_{\text{нкт}} = 26,7 \cdot 10^{-3} \text{м}$ -Диаметр НКТ.

При освоении:

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{ос}} + (\rho_{\text{ос}} + \rho_{\text{ж}}) \cdot L_{\text{подв}} \cdot g = 13,27 \cdot 10^6 + (1300 + 880) \cdot 1,597 \cdot 10^3 \cdot 9,81 = 1,985 \cdot 10^7 \text{Па}, \quad (50)$$

$P_{\text{вн}} \leq P_{\text{т}}$ – Условие выполняется.

При эксплуатации:

$$\begin{aligned} P_{\text{эк}} &= P_{\text{заб}} - \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{скваж}} \cdot (\rho_{\text{эк}} + \rho_{\text{ж}}) \cdot L_{\text{подв}} \cdot g \\ &= 10 \cdot 10^6 - 880 \cdot 9,81 \cdot 1700 \cdot (1200 + 880) \cdot 1,597 \cdot 10^3 \cdot 9,81 \\ &= 5,338 \cdot 10^6 \text{Па}. \end{aligned} \quad (51)$$

$P_{\text{эк}} \leq P_{\text{т}}$ – Условие выполняется.

При избыточном давлении с учетом собственного веса.

Площадь поперечного сечения:

$$\begin{aligned} F_0 &= \frac{\pi \cdot (d_{\text{нкт}}^2 - d_{\text{нкт.вн}}^2)}{4} = \frac{3,14 \cdot ((26,7 \cdot 10^{-3})^2 - (20,7 \cdot 10^{-3})^2)}{4} = \\ &= 2,233 \cdot 10^{-4} \text{м}, \end{aligned} \quad (52)$$

Определение осевого напряжения:

$$\sigma_z = \frac{P_{\text{max}}}{F_0} = \frac{3,447 \cdot 10^4}{2,233 \cdot 10^{-4}} = 1,544 \cdot 10^8 \text{Па}. \quad (54)$$

Расчет радиального напряжения:

$$\sigma_r = -P_{\text{вн}} = -1,985 \cdot 10^7 \text{Па}. \quad (55)$$

Расчет тангенсального напряжения:

$$\sigma_t = 0.875 \cdot P_{\text{BH}} \cdot \frac{d_{\text{HKT}}}{2 \cdot s_{\text{HKT}}} = 0,875 \cdot 1,985 \cdot 10^7 \cdot \frac{26,7 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3 \cdot 10^{-3}} = 7,729 \cdot 10^7 \text{ Па.} \quad (56)$$

Находим эквивалентное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{ЭКВ}} &= \sqrt{\sigma_z^2 + \sigma_T^2 + \sigma_t^2 - \sigma_z \cdot \sigma_t - \sigma_z \cdot \sigma_T - \sigma_T \cdot \sigma_t} = \\ &= \sqrt{(1,544 \cdot 10^8)^2 + (-1,985 \cdot 10^7)^2 + (7,729 \cdot 10^7)^2 - \\ &\quad 1,544 \cdot 10^8 \cdot 7,729 \cdot 10^7 - 1,544 \cdot 10^8 \cdot (-1,985 \cdot 10^7) - \\ &\quad + 1,985 \cdot 10^7 \cdot 7,729 \cdot 10^7} = \\ &= 1,512 \cdot 10^8 \text{ Па,} \end{aligned} \quad (57)$$

Находим допустимое напряжение:

$$\begin{aligned} n_3 &= 1.3, \\ \sigma_p &= \frac{\sigma_{\Sigma \text{пр}1}}{n_3} = \frac{552 \cdot 10^7}{1.3} = 4,246 \cdot 10^8 \text{ Па,} \end{aligned} \quad (58)$$

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} \leq \sigma_p \text{ — Условие выполняется.}$$

При продольном изгибе:

Определение момента инерции сечения, образованного внешним и внутренним диаметром насосно-компрессорных труб:

$$\begin{aligned} J_0 &= \frac{\pi \cdot (d_{\text{HKT}}^4 - d_{\text{HKT,ВН}}^4)}{64} = \frac{3,14 \cdot ((26,7 \cdot 10^{-3})^4 - (20,7 \cdot 10^{-3})^4)}{64} = \\ &= 1,593 \cdot 10^{-8} \text{ КГ} \cdot \text{М}^2, \end{aligned} \quad (59)$$

Коэффициент, учитывающий уменьшение веса труб в жидкости:

$$\lambda = 1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ст}}} = 1 - \frac{880}{7800} = 0,887; \quad (60)$$

где $\rho_{\text{ст}} = 7800 \frac{\text{КГ}}{\text{М}^3}$ — плотность стали,

Находим критическое давление:

$$P_{кр} = 3,5 \cdot \sqrt{E \cdot J_0 \cdot \lambda^2 \cdot (q_{мн}^2 + q_{нкт}^2)},$$

$$P_{кр} = 3,5 \cdot \sqrt{2 \cdot 10^{11} \cdot 1,593 \cdot 10^{-8} \cdot 0,887^2 \cdot (0,4^2 + 1,8^2)} = 323,139 \text{ Па},$$

$$(62)$$

где $E = 2 \cdot 10^{11} \text{ Па}$ – Модуль Юнга;

3.8 Выбор арматуры

Так как добываемый флюид не содержит механические примеси, следовательно в дополнительных отводах нет необходимости,

Внутренний диаметр цилиндрической части арматуры:

$$d_{\phi} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot V_{\pi} \cdot 3600 \cdot 24}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 140}{3,14 \cdot 4 \cdot 3600 \cdot 24}} = 0,023 \text{ м}, \quad (63)$$

где V_{π} – скорость движения жидкости в тройниках $= 4 \frac{\text{м}}{\text{с}}$,

Назначаем условный диаметр прохода $d_{уф} = 40 \cdot 10^{-3} \text{ м}$,

Толщина стенок цилиндрических частей элементов арматуры:

$$S_{ст} = \frac{d_{уф}}{2} \cdot \left[\sqrt{\frac{\sigma_a + P_{буф}}{\sigma_a - P_{буф}}} - 1 \right] + \Delta S,$$

$$S_{ст} = \frac{40 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \left[\sqrt{\frac{314 \cdot 10^6 + 0,7 \cdot 10^6}{314 \cdot 10^6 - 0,7 \cdot 10^6}} - 1 \right] + 10^{-5} \cdot 5 = 9,464 \cdot 10^{-5} \text{ м},$$

$$(64)$$

где $\Delta S = \Delta S_t \cdot t = 10^{-5} \cdot 5 = 5 \cdot 10^{-5}$ – уменьшение толщины стенки в год от действия коррозии, м;

$P_{буф} = 0,7 \cdot 10^6$ – буферное давление;

σ_a – допускаемое напряжение на растяжение материала арматуры, Па;

Назначаем толщину стенки $S_{ст} = 3 \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

3.9 Расчет фланцевых соединений арматуры

Таблица 1– Характеристики металлических прокладок

Конструкция прокладки	Материал прокладки	Коэффициент М	Минимальное удельное давление прокладки q_p , МПа
Металлическая овального или восьмигранного сечения	Сталь 08кп ГОСТ 2050-60	5,5	125
	Сталь ОХ13 ГОСТ 5632-61	5,5	125
	Сталь ОХ18Н10Т ГОСТ 5632-61	6,5	180

Выполняем расчет нагрузки на шпильки от их предварительной затяжки:

$$P_{ш1} = \pi \cdot D_{срп} \cdot b \cdot q_p = 3,1 \cdot 75 \cdot 10^{-3} \cdot 5,2 \cdot 10^{-3} \cdot 125 \cdot 10^6 = 1,54 \cdot 10^5 \text{ Н}, \quad (65)$$

где $D_{срп} = 75 \cdot 10^{-3}$ м средний диаметр прокладки фланцевого соединения;

$b = 5,23 \cdot 10^{-3}$ м – расчетная толщина прокладки;

$q_p = 125 \cdot 10^6$ – удельное давление смятия прокладки, зависит от материала прокладки, принимается по таблице 1, Па.

Расчет силы давления на прокладку для обеспечения герметичности соединения, выполним по формуле:

$$P_o = \frac{\pi \cdot D_{срп}^2 \cdot P_{буф}}{4} = \frac{3,14 \cdot (75 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 0,6 \cdot 10^6}{4} = 2,649 \cdot 10^3 \text{ Н}, \quad (66)$$

Определение силы давления на прокладку для обеспечения герметичности соединения (остаточное усилие затяжки):

$$P_{ост} = 2 \cdot \pi \cdot D_{срп} \cdot P_{буф} \cdot m \cdot b = 2 \cdot 3,14 \cdot 75 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6 \cdot 10^6 \cdot 5,5 \cdot 5,23 \cdot 10^{-3} = 8,129 \cdot 10^3 \text{ Н}, \quad (67)$$

где m – эмпирический прокладочный коэффициент, учитывающий материал уплотнительных элементов и физические свойства рабочей среды, принимается по таблице 2.

Усилие от температурных деформаций возникает из-за того, что при повышенной разницы в температуре перекачиваемой (пластовый флюид и др.)

и окружающей среды внутренние и наружные элементы фонтанной арматуры подвержены разным деформациям, что создает дополнительные нагрузки.

$$P_t = \frac{\Delta t \cdot l_{ш} \cdot \alpha}{\frac{l_{ш}}{E_{ш} \cdot F_{ш}} + \frac{l_{\phi}}{E_{пр} \cdot F_{пр}}} = \frac{0,95 \cdot 2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 13 \cdot 10^{-6}}{\frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^{11} \cdot 2,801 \cdot 10^{-4}} + \frac{7,018 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^{11} \cdot 1,232 \cdot 10^{-3}}} = 422,281 \text{ Н.} \quad (68)$$

Площадь поперечного сечения шпилек на участке без резьбы:

$$F_{пр} = \frac{\pi \cdot (D_{пр}^2 - d_{пр}^2)}{4} = \frac{3,14 \cdot [(80,23 \cdot 10^{-3})^2 - (69,77 \cdot 10^{-3})^2]}{4} = 1,232 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2; \quad (69)$$

где $D_{пр} = 80,23 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ – внешний диаметр прокладки;

$d_{пр} = 69,77 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ – внутренний диаметр прокладки;

$l_{ш} = 2,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ – рабочая высота шпильки (расстояние между серединами высот гаек);

$\alpha = 13 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент линейного расширения;

$E_{ш}$ и $E_{пр} = 2 \cdot 10^{11} \text{ Па}$ – модули упругости шпилек и прокладки;

$\Delta t = 0,95$ – температурный коэффициент для шпилек,

Площадь поперечного сечения прокладки:

$$F_{ш} = \frac{\pi \cdot d_{шбр}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot (18,89 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 2,801 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad (70)$$

где $d_{шбр} = 18,89 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ – диаметр шпильки на участке без резьбы;

Рабочая высота прокладки:

$$l_{\phi} = H_{п} - D_1 \cdot \tan \gamma_c = 14,29 \cdot 10^{-3} - 3,087 \cdot 10^{-3} \cdot \tan 67^\circ = 7,018 \cdot 10^{-3} \text{ м,} \quad (71)$$

где $H_{п} = 14,29 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ – конструктивная высота прокладки;

γ_c – угол наклона стенки канавки под прокладку,

4) Диаметр фаски прокладки:

$$D_1 = 2 \cdot C_\phi \cdot \sin \alpha_\phi = 2 \cdot 3,95 \cdot 10^{-3} \cdot \sin 23^\circ = 3,087 \cdot 10^{-3} \text{ м}, \quad (72)$$

где $C_\phi = 3,95 \cdot 10^{-3}$ – длина фаски прокладки, м;

α_ϕ – угол фаски,

Определяем эксплуатационную нагрузку:

$$\begin{aligned} P_{ш2} &= P_o + P_t + P_{ост} = 2,649 \cdot 10^3 + 422,284 + 8,129 \cdot 10^3 = \\ &= 1,12 \cdot 10^4 \text{ Н}, \end{aligned} \quad (73)$$

В качестве расчетной нагрузки на шпильки принимается наибольшее из двух значений $P_{ш1}, P_{ш2}$. В данном случае $P_{ш1} > P_{ш2}$.

Расчет количества шпилек фланцевого соединения:

$$Z_{ш} = \frac{P_{ш1}}{q_{ш}} = \frac{1,54 \cdot 10^5}{4,575 \cdot 10^4} = 3,365, \quad (74)$$

Принимаем количество шпилек $Z_{ш} = 4$.

1) Допускаемая нагрузка на одну шпильку:

$$q_{ш} = \frac{\pi \cdot d_o^2}{4} \cdot \sigma_{доп} = \frac{3,14 \cdot (18,625 \cdot 10^{-3})^2}{4} \cdot 1,68 \cdot 10^8 = 4,575 \cdot 10^4 \text{ Н}, \quad (75)$$

где d_o – внутренний диаметр резьбы шпилек,

2) Допускаемое напряжение:

$$\sigma_{доп} = \frac{\sigma_{тш}}{n_{ш}} = \frac{588 \cdot 10^6}{3,5} = 1,68 \cdot 10^8 \text{ Па}, \quad (76)$$

где $\sigma_{тш}$ – предел текучести материала шпилек, Па;

$n_{ш}$ – коэффициент запаса прочности материала шпилек,

Расчет диаметра фланца осуществляем по формуле:

$$D_{\text{нр}} = \frac{4 \cdot D_{\text{ш}}^2 - Z_{\text{ш}} \cdot D_{\text{o}}^2}{4 \cdot D_{\text{ш}}^2 + Z_{\text{ш}} \cdot D_{\text{o}}^2} \cdot D_{\text{н}} = \frac{4 \cdot 0,114^2 - 4 \cdot (0,022)^2}{4 \cdot 0,114^2 + 4 \cdot (0,022)^2} \cdot 0,155 = 0,144 \text{ м},$$

(77)

где $D_{\text{ш}}$ — диаметр делительной окружности центров отверстий под шпильки, м;

D_{o}^2 — диаметр отверстий под шпильки, м;

$D_{\text{н}}$ — наружный диаметр фланца, м.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Гребенных Роману Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы(НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- Оклад руководителя проекта – 23264 руб. в месяц. - Оклад студента – 1850 руб. в месяц; - Человеческие ресурсы – 2 человека (руководитель и дипломник).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- Годовая норма составляет 30 %
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	На основании пункта 425 ст. закона 27.11.2017 № 361-ФЗ. 3 для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность вводится пониженная ставка – 27,1%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- Методы коммерциализации результатов инженерных решений; - SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	- Определение трудоемкости выполнения работ; - Расчет материальных затрат НИИ; - Основная и дополнительная зарплата исполнителей темы; - Отчисления во внебюджетные фонды; - Накладные расходы; - Проведение анализа безубыточности проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	- Расчет интегрального показателя финансовой эффективности.

Перечень графического материала :

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	Доктор исторических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E41	Гребенных Роман Алексеевич		



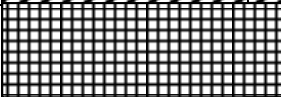
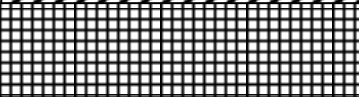
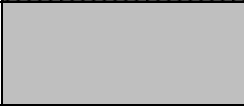

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: установка электроцентробежного погружного насоса (УЭЦН).

Целевой рынок: предприятия нефтеперерабатывающей отрасли промышленности

Таблица 2 – Карта сегментирования рынка

		Вид исследования: установки электроцентробежных насосов(УЭЦН)		
		Расчет и подбор УЭЦН к скважине	модель и анализ работы УЭЦН в скважине	Проектирование и конструирование УЭЦН
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			
		 Фирма А	 Фирма Б	 Фирма В

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, проводится систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета,

прототипа и т.п.);

-бюджет разработки;

-уровень проникновения на рынок;

-финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Таблица 3 – Оценочная карта для конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		проект	Кон-т 1	Кон-т 2	проект	Кон-т 1	Кон-т 2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0.1	5	4	5	0.5	0.4	0.5
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.06	5	4	4	0.3	0.24	0.24
3. Помехоустойчивый	0.05	4	4	3	0.2	0.2	0.15
4. Энергосберегающий	0.1	4	5	3	0.4	0.5	0.3
5. Надежный	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
6. Безопасный	0.1	4	4	4	0.4	0.4	0.4
7. Простота эксплуатации	0.06	4	4	5	0.24	0.24	0.3
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0.07	4	4	3	0.28	0.28	0.21
2. Уровень проникновения на рынок	0.06	1	4	4	0.06	0.24	0.24
3. Цена	0.1	4	1	3	0.4	0.1	0.3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.2	5	4	3	1	0.8	0.6
Итого	1	45	42	41	4.28	3.8	3.64

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$П_{ср} = \sum B_i \cdot B_i,$$

где

$П_{ср}$ – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

По результатам оценки можно выделить следующие конкурентные преимущества модернизации КНС: рост производительности труда (за счет ликвидации целодневных простоев при замене масла), повышенная надежность, длительный срок эксплуатации.

4.3 SWOT – анализ

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT- анализ. SWOT - анализ - это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды).

Сильные стороны (Strengths) - преимущества проекта.

Слабости (Weaknesses) - недостатки проекта.

Возможности (Opportunities) - факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества проекту на рынке.

Угрозы (Threats) - факторы, которые могут потенциально ухудшить положение проекта на рынке.

Применение SWOT-анализа позволит систематизировать всю имеющуюся информацию и, видя ясную картину, принимать взвешенные решения, касающиеся дальнейшего развития проекта.

Таблица 4–SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Возможность откачки высоковязкой нефти, высокогазированной нефти и с содержанием механических примесей; С2. Малое перемешивание перекачиваемой жидкости; С3. Простота конструкции; С4. Малые гидравлические потери; С5. Повышенная	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Частая поломка обоймы; Сл2. Нерегулируемость рабочего объема; Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;
--	---	--

	надежность	
Возможности: В1. Применение в искривленных скважинах; В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем СВН; В3. Снижение металлоемкости поверхностного привода; В4. Ускорение монтажа; В5. Сокращение затрат на капитальное строительство и обустройство месторождений с малодебитными скважинами.		
Угрозы: У1. Возможность появления новых конкурентов; У2. Снижение бюджета на исследование модернизаций;		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Таблица 4 - Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	-	-	-	-	-
	B3	-	-	+	-	0
	B4	-	-	0	-	+
	B5	-	-	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1C2C3C4C5, B3C3, B4C5.

Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

Таблица 5 - Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	-	-	-
	B3	+	-	+
	B4	+	-	+
	B5	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл1Сл2Сл3, B4Сл1Сл3.

Таблица 6 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные сторона проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	0	-	-	-
	У2	+	0	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1С5, У2С1.

Таблица 7 - Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	+	-
	У2	0	+	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл2, У2Сл2

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа

Таблица 8 - SWOT- анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Возможность откачки высоковязкой нефти, высоко газированной нефти и с содержанием механических	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Частая поломка обоймы; Сл2. Нерегулируемость рабочего объема;
--	---	--

	примесей; С2. Малое перемешивание перекачиваемой жидкости; С3. Простота конструкции; С4. Малые гидравлические потери; С5. Повышенная надежность	Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;
Возможности: В1. Применение в искривленных скважинах; В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем СВН; В3. Снижение металлоемкости поверхностного привода; В4. Ускорение монтажа; В5. Сокращение затрат на капитальное строительство и обустройство месторождений с малодебитными скважинами.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: В1С1С2С3С4С5 – все перечисленные сильные стороны проекта применимы в искривленных скважинах; В3С3 – простота конструкции приводит к снижению металлоемкости поверхностного привода; В4С5 – ускоренный монтаж поврежденных деталей приводит к высокой надежности работы;	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: В1Сл1Сл2Сл3Сл4 – возможно появление слабых сторон в искривленных скважинах; В4Сл1Сл3 – в случае поломки обоймы производительность насоса не сильно уменьшится, так же как и износ деталей в случае запуска вхолостую.
Угрозы: У1. Возможность появления новых конкурентов; У2. Снижение бюджета на исследование модернизаций;	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: У1С5 – возможно развитие конкурентных разработок с более надежными рабочими органами; У2С1 – существует вероятность снижения бюджета на исследование модернизаций на возможность откачки высоковязкой нефти;	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»: У1Сл2 – возможно развитие конкурентных исследований вследствие осуществления регулируемости рабочего объема; У2Сл2 – возможно снижение бюджета на данное исследование вследствие нерегулируемости рабочего объема;

4.4 Технология QuaD

Технология QuaD (QUalityADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Таблица 9 - Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критери я	Бал- лы	Макси- мальны й балл	Относи- тельное значение (3/4)	Средневзвешенно е Значения (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценка качества разработки					
1. Повышение производительности труда пользователя	0.07	65	100	0.65	0.0455
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.13	75	100	0.75	0.0975
3. Помехоустойчивость	0.03	50	100	0.5	0.015
4. Энергоэкономич- ность	0.1	70	100	0.7	0.07
5.Надежность	0.2	100	100	1	0.2
6. Уровень шума	0.04	40	100	0.4	0.016
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
7. Продукт	0.03	70	100	0.7	0.021
8. Уровень проникновения на рынок	0.04	80	100	0.7	0.032
9. Цена	0.06	45	100	0.45	0.027
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0.1	100	100		0.1
Итого :	1	695	100	6.95	0.624

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$П_{ср} = \sum B_i \cdot B_i$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} – позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя P_{cp} – получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{cp} = 75,9$$

Данное значение лежит в интервале от 60 до 79, следовательно, перспективность разработки проекта модернизации – выше среднего.

4.5 Планирование управления научно-исследовательских проектом

Структура работ в рамках научного исследования

При организации научно-исследовательской работы необходимо планировать занятость каждого участника и определить сроки выполнения этапов работ. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), студент (С). Выделенные этапы представлены в таблице №.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Студент
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и	5	Поиск необходимых	Бакалавр

расчетные исследования		технических решений для повышения эффективности системы ППД	
	6	Проведение расчетов по подбору подшипникового узла	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр

Определение трудоемкости и разработка графика выполнения работ

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях выполняется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} \cdot K$$

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{ВН} = 1$);

$K_{д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{д} = 1,2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{ВН} = 1$);

$K_{д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{д} = 1,2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot K_{д},$$

где $T_{рд}$ – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;
 $T_{кд}$ – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;
 T_k – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_k = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вд} - T_{пд}},$$

где $T_{кал}$ – календарные дни ($T_{кал} = 365$);

$T_{вд}$ – выходные дни ($T_{вд} = 104$);

$T_{пд}$ – праздничные дни ($T_{пд} = 14$).

$$T_k = \frac{365}{365 - 118} = 1.478,$$

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ применяется две оценки: t_{min} и t_{max} (метод двух оценок).

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5},$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость работ, чел/дн;

t_{max} – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{T_{ожi}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн;

$T_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту

же работу на данном этапе, чел.

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot T_k,$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

T_k – коэффициент календарности.

Таблица 11 - Временные показатели проведения научного исследования

№ работ	Трудоемкость работ						Исполнители	T _{pi}	T _{ki}
	t _{mini}		t _{maxi}		t _{ожи}			C+P	C+P
	C	P	C	P	C	P			
1	2	1	3	2	2,4	1,4	2	1,9	2,81
2	10	3	17	5	12,8	3,8	2	8,3	12,27
3	5	2	7	3	5,8	2,4	2	4,1	6,06
4	2	0	3	0	2,4	0	2	1,2	1,77
5	3	0	5	0	3,8	0	1	3,8	5,62
6	40	0	60	0	48	0	1	48	70,94
7	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
8	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
9	7	0	10	0	8,2	0	1	8,2	12,12
Итого:	73	10	111	16	88,2	12,4		80,3	118,68

На основании таблицы 11 построим диаграмму Ганта (таблица 12), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 12 – Календарный план – график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал дн.	Продолжительность выполнения работ														
			Янв.			Февр.			Март			Апрель			Май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы примем в размере 10% от стоимости материалов.

Для разработки проекта модернизации необходимы следующие материальные ресурсы: мышь, принтер, бумага, канцелярские принадлежности.

Таблица 13 - Материальные затраты

Наименование	Ед. измер.	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), тыс.руб.		
		Исп. 1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
ЭЦН6-250-1400	шт	1	1	1	650000	730000	850000	650000	730000	850000
Компьютер	шт	1	0	0	32000	0	0	32000	0	0
Итого:								682000	730000	850000

Основная заработная плата исполнителей темы

По данной статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в разработке проекта модернизации:

$$C_{осн зп} = \sum t_i \cdot C_{зп_i},$$

где t_i - затраты труда, необходимые для выполнения i -го вида работ, в рабочих днях;

$C_{зп_i}$ - среднедневная заработная плата работника, выполняющего i -ый вид работ, (руб./день).

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$C_{зп_i} = \frac{D + D \cdot K}{F},$$

где D –месячный оклад работника (в соответствии с квалификационным уровнем профессиональной квалификационной группы);

K - районный коэффициент (для Томска – 30%);

F– количество рабочих дней в месяце (в среднем 22 дня).

Расходы на основную заработную плату определяются как произведение трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату.

Таблица 14 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	2	3	2	2,55	5,1	7,65	5,1
2	Выбор темы исследований	Руководитель, студент	13	15	14	2,55	33,15	38,25	35,7
3	Разработка и проектирование модернизации	Студент	16	20	22	1,2	19,2	24	26,4
4	Обобщение и оценка результатов	Руководитель, студент	22	22	22	2,55	56,1	56,1	56,1
5	Составление пояснительной записки	Студент	13	12	13	2,55	33,15	30,6	33,15
Итого:							146,7	156,6	156,45

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{п} = З_{осн} + З_{доп} ,$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = T_p \times З_{дн}$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{45364,8 \cdot 10,4}{185} = 2130,59 \text{ руб.},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 15 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 23264 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 37900 \text{ руб.},$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,2 (т.е. 20% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент $k_{ти}$

учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 16 - Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	20620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	56	48259,78
Итого:								68880,15

Таблица 17 - Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	12	24744,44
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	60	51706,91
Итого:								76451,35

Таблица 18 - Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	20620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	63	54292,25
Итого:								74912,62

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Таблица 19 - Дополнительная заработная плата

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Коэффициент дополнительной заработной платы	Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исполни тель 1	Исполнит ель 2	Исполни тель 3		Исполни тель 1	Исполн итель 2	Исполн итель 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	0,15	3093,05	3711,67	3093,05
Студент	48259,78	51706,91	54292,25		7238,97	7756,04	8143,84
Итого:					10332,02	11467,70	11236,89

Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}})$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В 2018 г. в соответствии с Федеральным законом от 27.11.2017 № 361-ФЗ установлены следующие тарифы страховых взносов:

ПФР – 0.22 (22%), ФСС

РФ – 0.029 (2,9%),

ФФОМС – 0,051 (5,1%),

следовательно, $k_{\text{внеб}} = 0,3$.

Таблица 20- Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.			Отчисления во внебюджетные фонды		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	3093,05	3711,67	3093,05	7114,02	8536,83	7114,02
Студент	48259,78	51706,91	54292,25	7238,97	7756,04	8143,84	16649,63	17838,89	18730,83
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3								
Итого							23763,65	26375,72	25844,85

Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (3.18)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы 16%.

$$З_{\text{накл}} (1) = (650000 + 20620,36 + 48259,78 + 10332,05 + 23763,65) \cdot 16 = 120476 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{накл}} (2) = (730000 + 24744,44 + 51706,91 + 11467,7 + 26375,72) \cdot 16 = 135087 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{накл}} (3) = (850000 + 20620,36 + 54292,25 + 11236,89 + 25844,85) \cdot 16 = 153919 \text{ руб.}$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице №.

Таблица 21 - Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 2)
Материальные затраты	650000	730000	850000

Основная заработная плата	68880	76451	74912
Дополнительная заработная плата	10332	11468	11237
Страховые взносы	23764	26376	25845
Накладные расходы	120476	135087	153919
Итого:	873452	979382	1115913

Бюджет затрат НТИ по первому варианту составил 873452 рублей, что ниже затрат по второму и третьему варианту. Наибольшие затраты приходятся на приобретение оборудования.

Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{ф}}^{\text{р}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{873452}{1115913} = 0.782,$$

Для 2-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{979382}{1115913} = 0.877,$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1115913}{1115913} = 1.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 22 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0.2	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.2	4	3	2
3. Помехоустойчивость	0.1	5	3	3
4. Энергосбережение	0.2	4	3	3
5. Надежность	0.1	4	4	4

6. Материалоемкость	0.2	4	4	4
ИТОГО:	1	26	21	19

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,3.$$

$$I_{p-исп2} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,5.$$

$$I_{p-исп3} = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,1.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^{тек.проект} = \frac{I_{тек.проект}}{I_{\phi}^p} = \frac{4,3}{0,782} = 5.49,$$

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{3,5}{0.877} = 3.99,$$

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3.1}{1} = 3.1.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср_i}$):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^{тек.проект}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{5.49}{3.1} = 1.770,$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^{тек.проект}}{I_{финр}^{исп2}} = \frac{3.99}{3.1} = 1.287,$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп3}}} = \frac{3.1}{3.1} = 1.$$

Таблица 23- Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0.782	0.877	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4.3	3.5	3.1
3	Интегральный показатель эффективности	5.49	3.99	3.1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1.770	1.287	1

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ.

Данный раздел выполнялся на основе рекомендаций [12].

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Гребенных Роману Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: установки электроцентробежных насосов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда и трудового кодекса РФ); -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов на работающего	Вредные факторы: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -повреждения в результате контакта с насекомыми. Опасные факторы: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -повышенное значение напряжения в электрической цепи; - пожаро-взрывоопасность.
3. Экологическая безопасность	-анализ воздействия объекта на атмосферу; -анализ воздействия объекта на гидросферу; -анализ воздействия объекта на литосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Возможные ЧС при добыче нефти и газа: наводнения, ураганы, лесные пожары, возгорания ГСМ, нефтегазоводопроявления на скважине. Наиболее типичной ЧС: нефтегазоводопроявление.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
------------------	------------	-------------------------------	----------------	-------------

ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			
-----------	--------------------------------	--	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E41	Гребенных Роман Алексеевич		

5 Социальная ответственность

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН, разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К самостоятельному выполнению работ по добыче нефти и газа допускаются лица старше 18 лет, получившие допуск медицинской комиссии к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку на рабочем месте под руководством специально назначенного лица.

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда в следующем порядке:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы минимум один раз в 6 месяцев – повторный;
- внеплановый, в случае перерывах в работе более 60 календарных дней, при изменении правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, а также при нарушении требований безопасности труда.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II [16].

Для защиты от вредных и опасных факторов рабочему выдаются СИЗ согласно приказу Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) для зимнего и летного времени года [11].

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в случае необходимости увеличения продолжительности, вахта может быть увеличена до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ.

Режимы труда и отдыха регламентируются графиком работы на вахте, утвержденным работодателем с учетом мнения профсоюзной организации. Дни нахождения в пути к месту работы в рабочее время не включаются.

Работникам положены надбавки за вахтовый метод работы, при работе в районах Крайнего Севера или приравненных к ним местностям устанавливаются районные коэффициенты и выплачиваются процентные надбавки. Ежегодный отпуск для лиц работающих в районах Крайнего Севера составляет 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера 16 календарных дней [17].

Организация рабочего места рабочих в службедобычи нефти и газа должна обеспечивать безопасность выполнения работ.

Площадка для добычи нефти и газа должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов.

Рабочие места должны быть достаточно освещены.

Средства аварийной сигнализации и контроля состояния воздушной среды должны находиться в исправном состоянии.

Оборудование, которое может оказаться под напряжением должны быть заземлено. Во взрывоопасных зонах должно быть установлено оборудование во взрывозащищенном исполнении [16].

5.2 Производственная безопасность

Проанализируем вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть в процессе добычи нефти. Перечень опасных и вредных факторов при добыче нефти и газа представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Опасные и вредные факторы при добыче нефти и газа

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
1.Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны. 2.Повышенный уровень шума. 3.Недостаточная освещенность рабочей зоны. 4.Повышенная запыленность и загазованность. 5.Повреждения в результате контакта с насекомыми.	6.Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования. 7.Повышенное значение напряжения в электрической цепи. 8.Пожаро-взрывоопасность.	<p>Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений[3].</p> <p>Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливаются в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [6].</p> <p>Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [8].</p> <p>Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [9].</p> <p>Требования к защите от повреждения в результате контакта с насекомыми представлены в ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов. Общие технические требования. Методы испытания [10].</p> <p>Требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются в ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [1].</p> <p>Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [14].</p> <p>Требования к пожаробезопасности представлены в ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [15].</p>

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$, при продолжительности излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [2].

Средствами защиты от перегрева головы солнечными лучами могут выступать различные головные уборы.

В зимнее время происходит значительное снижение температуры окружающего воздуха, что может повлечь обморожение незащищенных частей тела при проведении работ. Результатом переохлаждения организма являются различные заболевания (ангина, пневмония и т.д.), снижающие иммунологическую сопротивляемость организма.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время работников обеспечивают тёплой спецодеждой [4].

В комплект средств индивидуальной защиты от холода включены: все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал спецодежды обладает защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, характеризуется стойкостью к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям и легко очищается от них [5].

Повышенный уровень шума

В процессе добычи нефти и газа используются различные приводы и механизмы, издающие различные шумы различной частоты и интенсивности. Производственный шум вызывает у работающих неприятные ощущения.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [6]. Для уменьшения шума на объектах необходимо использовать различные средства защиты.

Индивидуальные: наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противозумные вкладыши, противозумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [7].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение – получение, распределение и использование световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда, поскольку недостаточное освещение может искажать информацию и вызывать утомление.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [8]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. При добыче нефти используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

Производственные помещения должны обладать освещенностью проходов и лестниц не менее 100лк. Для рабочей зоны объекта добычи нефти норма средней горизонтальной освещенности составляет не менее 50 лк.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

В процессе добычи нефти могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять

загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Запрещается проверка загазованность с помощью огня.

При обнаружении газа, необходимо принять меры по его устранению. Нужно соблюдать все требования по охране труда для газоопасных работ. При невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [9]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3 ;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м^3
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м^3 (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH_3OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м^3 .

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования могут привести к механическим травмам.

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе добычи нефти возможно использование движущихся машин таких как ППУ, АДПМ и тд., в следствии неисправности оборудования возможны его срывы и падения. Общие требования безопасности представлены в ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное [1].

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

В качестве средств индивидуальной защиты от движущихся машин работники обеспечиваются[16]:

- 1) рукавицы брезентовые;
- 2) сапоги резиновые и кожаные;
- 3) каска защитная;
- 4) подшлемник под каску;
- 5) очки защитные.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека. При эксплуатации скважин с УЭЦН, подача энергии к погружному электродвигателю осуществляется через силовую кабель, проходящий по поверхности.

Коллективные средства защиты:

- применения защитного заземления станции управления и трансформатора;
- применение блокировочных устройств;
- изолирующие устройства и покрытия.

Индивидуальные средства защиты:

-применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, резиновые сапоги, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок [14].

Пожаровзрывоопасность

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.). К возникновению пожара может привести нарушение порядка хранения пожароопасных материалов, нарушение правил эксплуатации электрического оборудования, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание, курение в неустановленных местах.

Пожарная профилактика. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием должна быть создана пожарная дружина. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» [1].

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для снижения влияния воздействия температуры рабочей зоны возможно сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, необходимо предоставить перерывы для обогрева в специальных помещениях, которые обязан обеспечить работодатель. Перерывы включаются в рабочее время. В жаркое время года вводят перерывы для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом [4].

Для снижения воздействия шума на работающего необходимо поглощать его источник. Снижению шума способствует смазка трущихся деталей механизма, балансировка вращающихся частей, ремонт и обслуживание оборудования [7].

Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника [8].

Для снижения вероятности травматизма при работе движущихся машин и механизмов необходимо [1]:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [12], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года)» [13].

Для снижения пожароопасности все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория должна быть очищена от мусора и не следует допускать загромождения территории. В целях предотвращения пожара запрещается располагать электропроводку в местах ее возможного повреждения подвижными механизмами;

Объекты нефтедобычи должны быть обеспечены средствами пожаротушения.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места [15].

5.3 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Атмосфера

Загрязнение атмосферы при добыче нефти и газа происходит при выбросах углеводородов. Главным источником выбросов являются дыхательные клапаны резервуаров, отсутствие герметичности фланцевых соединений, сальниковых уплотнений, а также автотранспорт.

Для защиты атмосферы следует не допускать выбросы флюида, а в случае их возникновения в ближайшее время ликвидировать. Для предотвращения выбросов необходимо проводить своевременный контроль сварных швов, герметичности элементов системы сбора нефти, использовать компрессоры с электроприводом [18].

Гидросфера и литосфера

В процессе добычи нефти и газа происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами, бытовыми стоками.

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;

- засорение почвы производственными отходами и мусором.

Защитные мероприятия гидросферы и литосферы:

- устья скважин и прискважинные участки должны обеспечивать требуемую герметичность;
- хранение запасов ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой [19].

Рекультивация нарушенных земель в процессе добычи скважины подразумевает следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [20].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [21].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Возможные чрезвычайные ситуации при добыче нефти и газа:

- наводнения;
- снежные бури;

- ураганы;
- лесные пожары;
- ГНВП;
- возгорание ГСМ.

Наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН являются нефтегазоводопроявления на скважине.

Основными причинами возникновения данной ЧС являются:

- нарушение требований безопасности при проведении работ;
- отклонения от технологического регламента;
- недостаточная обученность персонала;
- неисправность технологического оборудования.

При возникновении ЧС принимаются меры согласно плану ликвидации аварий, по ограничению развития аварийной ситуации и ее ликвидации. Повышение устойчивости предприятия к ЧС при эксплуатации УЭЦН осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

- оборудование, специальные приспособления и материалы, необходимые для ликвидации аварийных ситуаций, всегда должны находиться на складах аварийного запаса;
- покрытие огнезащитной краской конструкций, оснащение средствами пожаротушения рабочего места оператора;
- обучение работников действиям по безопасной остановке оборудования, а также регулярный инструктаж по пожарной безопасности [16].

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен аналитический обзор устройств УЭЦН и причин отказов оборудования. Исследованы типы скважин и технологии бурения, а также вопросы эксплуатации нефтяных скважин. В расчетной части был проведен подбор УЭЦН по исходным параметрам, осуществлен выбор насоса, погружного электродвигателя, арматуры.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены правовые и организационные вопросы безопасности нефтегазового производства, а также вопросы экологической безопасности.

В разделе «Финансовый менеджмент» проведен анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Список использованных источников

1. Абызбаев И.И., Андреев В.Е. Прогнозирование применения новых методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. – Уфа: Монография, 2007. – 204 с.
2. Агеев, Ш. Р. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Энциклопедический справочник / Ш. Р. Агеев, Е. Е. Григорян, Г. П. Макиенко. – Пермь : ООО «Пресс-мастер», 2007. – 645 с.
3. Ануфриев С. Управа на врагов мехдобычи: Практика «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза»/ С. Ануфриев // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. –№ 12. –С. 90–93.
4. Байков П.Р., Смородов Е.А., Ахмадуллин К.Р. Методы анализа надёжности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 275 с.
5. Бочарников, В. Ф. Вибрация и разрушения в погружных центробежных насосах для добычи нефти / В. Ф Бочарников, Ю. В. Пахаруков – Тюмень.: ТюмГНГУ, 2005. – 141 с.
6. Здольник, С.Е. Опыт управления осложнениями механизированного фонда скважин в ООО «РН-Юганскнефтегаз» / С.Е.Здольник, В. А.Литвиненко, Д. В. Маркелов, Р. А. Хабибуллин.//Нефтяное хозяйство. –2006. –№ 9. –С. 32–34
7. Каплан, Л.С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами/ Л.С. Каплан, А. В. Семёнов, Н. Ф. Разгоняев.–Москва : Недра, 1994. –190 с.
8. Крянев, Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы // Специализированный журнал «Бурение & Нефть» – 2011. – № 02 Февраль. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-02/8>
9. Кудряшов, С. Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях интенсифицированных скважин/ С. Кудряшов, Ю. Лёвин, Д. Маркелов //Бурение и нефть. –2004. –№ 10. –С. 22–23.

10. Маркелов, Д.В. Борьба с осложнениями в механизированной добыче нефти/ Д. В. Маркелов //Территория НЕФТЕГАЗ. –2005. –№ 2. –С. 30–35.
11. Опыт эксплуатации скважин с повышенным содержанием газа в нефти / Г.З.Ибрагимов, Н.И.Хисамутдинов, В.Ф. Лесничий [и др.]-Обзорная инф., серия «Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений». –Москва : ВНИИОЭНГ, 1990, вып. 3, 56 с.
12. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков [и др.]: Под. ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина. –Уфа: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. –302 с.
13. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
14. Смирнов, Н. И. Ресурсные испытания ЭЦН: Тест на износ. Современные методы испытания ЭЦН на ресурс / Н. И. Смирнов. // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 168–171.
15. Форест Грей. Добыча нефти / Пер. с англ. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2003. – 416 с. (Серия «Для профессионалов и неспециалистов»).
16. Чубанов, О.В. Технологические проблемы эксплуатации скважин в осложнённых условиях : автореферат дис. ... докт. техн. наук: 05.15.06/ Чубанов Отто Викторович. –Москва, 1978. –35 с.
17. Эксплуатация скважин в осложненных условиях /С.С.Алескеров, Б.И. Алибеков,Б.И.Алиев, Ю. А. Буевич, В. Г.Вартанов, Н. М.Манюхин,О. В. Чубанов–Москва: Недра. –1971. –200 с.
18. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).
19. СанПиН 2.2.4.3359-16Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>(дата обращения 16.04.2019 г.).

20. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

21. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

22. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

23. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

24. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

25. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

26. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

27. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

28. Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и

(или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

29. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

30. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

31. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

32. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

33. Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vunivere.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

34. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

35. ГОСТ Р 14.13-2007 Экологический менеджмент. Оценка интегрального воздействия объектов хозяйственной деятельности на окружающую среду в процессе производственного экологического контроля. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

36. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 04.05.2017 г.).

37. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин

38. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 07.05.2017 г.).

39. ГП РВО «Зарубежнефть». Методы увеличения нефтеотдачи URL: www.tpprf.ru/common/upload/documents/committee/ener/zak4.doc

Приложение А

(справочное)

Центробежные насосы

Таблица А.1 – Характеристики погружных центробежных насосов

Шифр насоса	Номинальные		Рабочая область		КПД, %	Число ступеней	Масса, кг
	подача, м ³ /сут	напор, м	подача, м ³ /сут	напор, м			
ЭЦНИ5 - 40 - 850	40	940	25- 70	960 - 690	37,8	191	185
ЭЦН5 - 40 - 1400		1475		1510 - 1100	38,0	229	313
ЭЦНИ5 - 40 - 950		860		890 - 650	38,0	174	170
ЭЦН5 - 80 - 850	80	850	60 - 115	910 - 490	49,8	195	205
ЭЦН5 - 80 - 1200		1195		1280 - 695		273	286
ЭЦНИ5 - 80 - 1550		1500		1520 - 1100	48,0	332	312
ЭЦН5 - 130 - 600	130	675	85 - 160	765 - 500		164	190
ЭЦН5 - 130 - 1200		1160		1320 - 860		282	318
ЭЦНИ5 - 130 - 1200		1165		1300 - 830	40,0	260	280
ЭЦНИ5А-100 - 1350	100	1300	80 - 180	1360 - 800	49,0	248	288
ЭЦН5А- 160 - 1100	160	1080	125-205	1225 - 710	57,5	226	313
ЗЦН5А- 160 - 1400		1400		1520 - 1000	50,0	275	355

Шифр насоса	Номинальные		Рабочая область		КПД, %	Число ступеней	Масса, кг
	подача, м ³ /сут	напор, м	подача, м ³ /сут	напор, м			
ЭЦН5А-250 - 800	250	800	190 - 330	900 - 490	59,5	160	375
ЭЦН5А-250 - 1000		1010	190 - 350	1110 - 625		187	432
ЭЦН5А-360 - 600	360	570	290 - 430	670 - 440	59,3	150	360
ЭЦН5А-360 - 700		660		760 - 500		162	386
ЭЦН5А-360 - 850		850		950 - : 680		186	456
ЭЦН6 - 100 - 900	100	865	75 - 145	940 - 560	48,0	125	220
ЭЦНИ6 - 100 - 900		900	75 - 140	995 - 610	51,2	123	195
ЭЦН6 - 100 - 1500		1480	80 - 165	1580 - 780	41,1	212	335
ЭЦНИ6 - 100 - 150		1460	75 - 140	1560 - 950	51,3	192	300
ЭЦН6 - 160 - 850	160	855	130 - 185	930 - 750	56,5	125	198
ЭЦНИ6 - 160 - 750		740		830 - 605	57,0	109	182

Приложение Б

(справочное)

Погружные электродвигатели

Таблица Б.1 – Характеристики погружных электродвигателей

Электро- двигатель	Номинальные			КПД, %	cosφ	Скорость охлаждения жидкости, м/с	Темпера- тура окружаю- щей среды, °С	Длина, м	Масса, кг
	Мощ- ность, кВт	напря- жения, В	ток, А						
ПЭД14 - 103	14	350	40	72	0,80	0,06	70	4,20	200
ПЭД20 - 103	20	700	29	73	0,78	0,06	70	5,17	275
ПЭД28 - 103	28	850	34,7	73	0,75	0,085	70	5,5	295
ПЭД40 - 103	40	1000	40	72	0,80	0,12	55	6,2	335
ПЭДС55 - 103	55	850	69	73	0,75	0,37	70	5,21	500
ПЭД45 - 117	45	1400	27,3	81	0,84	0,27	50	5,60	382
ПЭД65 - 117	65	2000	27,5	81	0,84	0,27	50	7,5	525
ПЭД90 - 117	90	2000	38,7	81	0,83	0,4	60	10,76	750
ПЭД17 - 123	17	400	39,5	78	0,80	0,1	80	4,6	348
ПЭД35 - 123	35	550	55,5	79	0,84	0,12	70	5,45	425
ПЭД46-123	46	700	56,5	79	0,85	0,2	80	6,73	528
ПЭД55 - 123	55	800	61,5	78	0,83	0,2	70	7,2	568
ПЭД 75 - 123	75	915	73,5	76	0,85	0,3	55	8,02	638
ПЭД100 - 123	100	950	89,5	80	0,85	0,35	60	8,02	638
ПЭД125 - 138	125	2000	50,5	84	0,85	0,9	50	8,21	800

Приложение В

(справочное)

Таблица В.1 – ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним

Условный диаметр трубы	Труба							Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Наружный диаметр высаженной части, D_s (пред. откл. +1,5)	Длина высаженной части, $l_{s \min}$	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы трубы вследствие посадки обоих концов, кг	Наружный диаметр D_m	Длина L_m	Масса, кг
27	26,7	3,0	20,7	33,4	40	1,8	0,1	42,2	84	0,4
33	33,4	3,5	26,4	37,3	45	2,6	0,1	48,3	90	0,5
42	42,2	3,5	35,2	46,0	51	3,3	0,2	55,9	96	0,7
48	48,3	4,0	40,3	53,2	57	4,4	0,4	63,5	100	0,8
60	60,3	5,0	50,3	65,9	89	6,8	0,7	77,8	126	1,5
73	73,0	5,5	62,0	78,6	95	9,2	0,9	93,2	134	2,8
		7,0	59,0			11,4				
89	88,9	6,5	75,9	95,2	102	13,2	1,3	114,3	146	4,2
		8,0	72,9			16,0				
102	101,6	6,5	88,6	108,0	102	15,2	1,4	127,0	154	5,0
114	114,3	7,0	100,3	120,6	108	18,5	1,6	141,3	160	6,3

Примечание . На внутренней полости трубы на расстоянии ($l_{s \min} + 25$) мм от торца допускается технологическая конусность не более 1:50.